

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



# **Contribuição dos parques eólicos no controlo de frequência na rede**

**António Pedro Carvalho Tomé**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor António Sepúlveda Machado e Moura

Co-Orientador: Engenheiro Carlos Pereira da Silva

20 de Julho de 2017



# Resumo

Nos últimos anos assistimos a uma grande integração da energia eólica no sistema elétrico de energia com vários objetivos, entre eles atingir as metas propostas pela União Europeia. No entanto a integração da energia eólica em larga escala poderá trazer problemas ao nível da estabilidade do sistema elétrico de energia devido à sua imprevisibilidade e que pode provocar desequilíbrios na rede. Com o objetivo de se garantir a segurança na operação do sistema foram criados códigos de rede de modo a definir-se uma estrutura comum de requisitos para ligação à rede. Estes códigos obrigam os parques eólicos a cumprir determinados requisitos, nomeadamente serviços de regulação de frequência.

Neste sentido, os parques eólicos devem suportar os desequilíbrios de frequência de forma semelhante às centrais convencionais. Assim sendo, os geradores eólicos, mais precisamente o gerador de indução duplamente alimentado deve possuir um controlo de frequência, que tenha a capacidade de emular inércia para uma extração adicional de energia cinética do conjunto turbina eólica/gerador.

O principal objetivo desta dissertação consistiu em analisar o comportamento de um parque eólico na regulação de frequência da rede, utilizando um modelo inercial desenvolvido para o efeito. A simulação foi feita em MATLAB/Simulink.



# Abstract

In last years we have seen a major integration of wind energy into the electric energy system with several objectives, among them achieving the goals proposed by the European Union. However, the integration of wind energy on a large scale may bring some problems in the stability of the electric power system due to its unpredictability and may cause imbalances in the network. In order to guarantee security in the operation of the system, grid codes have been created in order to define a common structure of requirements for connection to the network. These codes oblige wind farms to fulfil certain requirements, such as frequency regulation services.

In this sense, wind farms must withstand frequency imbalances similar to conventional power plants. Therefore, wind generators, more precisely the dual-fed induction generator must have a frequency control, which has the ability to emulate inertia for an additional kinetic energy extraction from the wind turbine / generator set.

The main objective of this dissertation was to analyze the behavior of a wind farm in the frequency regulation of the network, using a developed inertial model. The simulation was done in MATLAB / Simulink.



# Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer ao meu orientar, Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura por toda a disponibilidade dispensada, pelo apoio prestado e por toda sua amabilidade.

Ao Engenheiro Carlos Pereira da Silva da EDPr, por me ter recebido com toda a simpatia, pela orientação preciosa na realização desta dissertação e pela sua disponibilidade.

Um agradecimento especial ao Engenheiro João Mendes da SENVION, por todo a contributo prestado na ajuda ao longo desta dissertação.

Ao professor Carlos Moreira pela cedência da rede em estudo e ao Engenheiro Bernardo Silva do INESC, pela prontidão na ajuda relativamente ao MATLAB/*Simulink*.

Aos meus amigos mais próximos que me ajudaram e apoiaram ao longo destes últimos 6 anos: “Bru”, Hugo, Gaio, Granja, Marcia, Morais, Meireles, Surfista, João, Luís e Emanuel. Obviamente não posso esquecer todos os outros amigos que, de uma maneira ou outra, contribuíram para chegar até aqui.

Um agradecimento especial a todos os meus amigos de Bragança por todos os bons momentos passados e por todo o apoio principalmente neste últimos 5 meses.

Por fim, mas o mais especial, aos meus pais e ao meu irmão por todo o apoio/incentivo que me deram ao longo destes anos, por acreditarem sempre em mim, por me oferecerem as condições ideais para alcançar este objetivo e por todos os ensinamentos que me deram até aos dias de hoje.

António Pedro Carvalho Tomé





*“The mind that opens to a new idea  
never returns to its original size”*

Albert Einstein



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento Geral . . . . .	1
1.2	Objetivos da Dissertação . . . . .	2
1.3	Estrutura da Dissertação . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>5</b>
2.1	Evolução da Produção da Energia Eólica no Mundo . . . . .	5
2.2	Energia Eólica em Portugal . . . . .	7
2.3	Tecnologias de Produção de Energia Eólica . . . . .	9
2.4	Controlos Aerodinâmicos . . . . .	11
2.5	Principais tecnologias utilizadas de aerogeradores . . . . .	15
2.5.1	Sistema de velocidade constante . . . . .	15
2.5.2	Sistema de velocidade variável limitada . . . . .	17
2.5.3	Sistema de velocidade variável com conversor parcial . . . . .	18
2.5.4	Sistema de velocidade variável com conversor integral . . . . .	19
2.6	Conversores de eletrónica de potência nos sistemas de conversão de energia eólica	21
2.7	Conclusão . . . . .	22
<b>3</b>	<b>Grid code</b>	<b>23</b>
3.1	Introdução . . . . .	23
3.1.1	Tolerância de Funcionamento . . . . .	25
3.1.2	Controlo de tensão e potência reativa . . . . .	32
3.1.3	Controlo de Potência ativa e resposta a variações de frequência . . . . .	40
3.1.4	Sistemas de proteção . . . . .	45
3.1.5	Qualidade da Energia produzida . . . . .	45
3.1.6	Comunicação e controlo externo . . . . .	46
3.2	Emulação de Inércia . . . . .	46
3.2.1	Trabalhos Realizados . . . . .	49
3.2.2	Modelos de Controlo . . . . .	54
3.3	Conclusão . . . . .	57
<b>4</b>	<b>Estratégia Adotada</b>	<b>59</b>
4.1	Parque Eólico . . . . .	59
4.2	Gerador DFIG . . . . .	61
4.2.1	Controlo do conversor . . . . .	64
4.2.2	Modelagem da Turbina . . . . .	67
4.2.3	Características do Gerador DFIG a implementar . . . . .	70
4.3	Modelo Inercial . . . . .	71

4.4	Conclusão . . . . .	72
<b>5</b>	<b>Demonstração de Resultados</b>	<b>73</b>
5.1	Rede Elétrica . . . . .	73
5.2	Avaliação do comportamento do aerogerador na rede sem controlo inercial . . . .	74
5.3	Avaliação do comportamento do aerogerador na rede com controlo inercial . . .	75
5.4	Conclusão . . . . .	78
<b>6</b>	<b>Conclusões e Trabalho Futuro</b>	<b>79</b>
6.1	Conclusão . . . . .	79
6.2	Trabalho Futuro . . . . .	80
	<b>Referências</b>	<b>81</b>

# Lista de Figuras

2.1	Evolução da Potência Eólica instalada Global (retirado de [1]) . . . . .	6
2.2	Potência Eólica instalada nos diferentes Continentes, no ano 2016 (retirado de [2])	6
2.3	Evolução da Potência Instalada das Fontes energéticas na Europa (retirado de [2])	7
2.4	Evolução da Potência Eólica instalada na Europa (retirado de [2]) . . . . .	8
2.5	Evolução da Potência Eólica instalada em Portugal (retirado de [3]) . . . . .	9
2.6	Exemplos de rotores com eixo vertical (retirado de [2]) . . . . .	10
2.7	Curvas características $C_p(\lambda)$ para diferentes rotores eólicos (retirado de [4]) . . .	11
2.8	Comportamento do controlo tipo <i>stall</i> -passivo de um aerogerador com $P_n=1,3\text{MW}$ (retirado de [4]) . . . . .	12
2.9	Comportamento do controlo tipo <i>pitch control</i> de um aerogerador com $P_n=1,3\text{MW}$ (retirado de [4]) . . . . .	13
2.10	Comportamento do controlo tipo <i>stall</i> -ativo (retirado de [4]) . . . . .	14
2.11	Sistema de conversão de energia de um aerogerador (retirado de [5]) . . . . .	15
2.12	Configuração típica de um aerogerador do tipo A (retirado de [6]) . . . . .	16
2.13	Configuração típica de um aerogerador do tipo B (retirado de [6]) . . . . .	17
2.14	Configuração típica de um aerogerador do tipo C (retirado de [6]) . . . . .	18
2.15	Configuração típica de um aerogerador do tipo D (retirado de [6]) . . . . .	19
2.16	Configuração de um aerogerador com máquina síncrona de excitação separada (retirado de [4]) . . . . .	21
2.17	Evolução da tecnologia dos conversores eletrónicos de potência (retirado de [7]) .	22
3.1	Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão (retirado de [8]) . . . . .	26
3.2	Requisitos de injeção de corrente reativa durante uma variação de tensão (retirado de [8]) . . . . .	27
3.3	Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão (Espanha) (retirado de [9])	27
3.4	Curva de fornecimento de reativa durante as cavas de tensão (Espanha) (retirado de [9]) . . . . .	28
3.5	Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão até 140ms (Reino Unido) (retirado de [10]) . . . . .	28
3.6	Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão superior 140ms (retirado de [10]) . . . . .	29
3.7	Requisitos de produção de potencia ativa, em caso de flutuações de tensão e frequên- cia, categoria A (retirado de [11]) . . . . .	30
3.8	Requisitos de produção de potencia ativa, em caso de flutuações de tensão e frequên- cia, categoria B,C e D (retirado de [11]) . . . . .	30
3.9	Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão (Dinamarca) (retirado de [11]) . . . . .	31

3.10	Curva de fornecimento de reativa durante cavas de tensão (Dinamarca) (retirado de [11]) . . . . .	31
3.11	consumo de potência reativa em horas de ponta (retirado de [12]) . . . . .	34
3.12	Função de controlo de potência reativa (Dinamarca) (retirado de [11]) . . . . .	35
3.13	Controlo de fator de potência (Dinamarca)(retirado de [11]) . . . . .	35
3.14	Função de controlo de tensão (Dinamarca) (retirado de [11]) . . . . .	36
3.15	Limites de operação para centrais de categoria B, relativamente a entrega de potencia reativa em função do nível de potencia ativa (retirado de [11]) . . . . .	37
3.16	Limites de operação para centrais de categoria C, relativamente a entrega de potencia reativa em função do nível de potencia ativa (retirado de [11]) . . . . .	37
3.17	Limites de operação para centrais de categoria C, relativamente a entrega de potencia reativa em função da tensão no ponto de ligação (retirado de [11]) . . . . .	38
3.18	Limites de operação para centrais de categoria D, relativamente a entrega de potencia reativa em função do nível de potencia ativa (retirado de [11]) . . . . .	39
3.19	Limites de operação para centrais de categoria D, relativamente a entrega de potencia reativa em função da tensão no ponto de ligação (retirado de [11]) . . . . .	39
3.20	Controlo de potência ativa (retirado de [13]) . . . . .	41
3.21	Parâmetros específicos (retirado de [13]) . . . . .	41
3.22	Resposta à variação de frequência do gerador (Reino Unido) (retirado de [14]) . . . . .	42
3.23	Regulação de frequência imposta pelo código Irlandês (retirado de [14]) . . . . .	43
3.24	Curva característica do controlo de frequência (retirado de [11]) . . . . .	44
3.25	Curva característica do controlo de potencia por máximo de frequência(retirado de [11]) . . . . .	45
3.26	Resposta ao controlo de frequência pelo gerador (retirado de [14]) . . . . .	47
3.27	Curva de potencia ótima e curva com reserva de potencia (retirado de [15]) . . . . .	52
3.28	Diagrama esquemático da curva de potencia ótima com reserva (retirado de [15]) . . . . .	53
3.29	variação do ângulo de passo das pás (retirado de [15]) . . . . .	53
3.30	<i>Inertial control</i> (retirado de [16]) . . . . .	54
3.31	Variação da potência injetada em função da variação de frequência (retirado de [17]) . . . . .	55
3.32	<i>droop control</i> (retirado de [17]) . . . . .	56
3.33	Variação da potência produzida em função da velocidade de rotação e do <i>pitch</i> (retirado de [18]) . . . . .	56
3.34	Controlo de <i>pitch</i> (retirado de [16]) . . . . .	57
3.35	Controlo por velocidade de rotação (retirado de [16]) . . . . .	57
4.1	Parque Eólico de Maunça em <i>PowerFACTORY</i> . . . . .	60
4.2	Turbina e Gerador DFIG (retirado de [19]) . . . . .	61
4.3	Curva característica da turbina (retirado de [19]) . . . . .	66
4.4	Malha de controlo do conversor do lado do rotor (retirado de [19]) . . . . .	67
4.5	Malha de controlo do conversor do lado da rede (retirado de [19]) . . . . .	67
4.6	Coefficiente de potencia em função de $\lambda$ e $\beta$ (retirado de [20]) . . . . .	69
4.7	Controlo Inercial desenvolvido . . . . .	71
5.1	Rede de Teste implementa em <i>Simulink</i> . . . . .	73
5.2	Comportamento da frequência da rede . . . . .	74
5.3	Ptência ativa injetada na rede pelo parque eólico . . . . .	74
5.4	Comportamento da frequência da rede em função da variação do ganho . . . . .	75
5.5	Variação da potência injeta em função do ganho de 0,1 . . . . .	76
5.6	Variação da potência injeta em função do ganho de 0,5 . . . . .	76

5.7	Comportamento da velocidade de rotação com ganho de 0,1 . . . . .	77
5.8	Comportamento da velocidade de rotação com ganho de 0,5 . . . . .	77





# Lista de Tabelas

3.1	Fornecimento de energia reativa RNT . . . . .	32
3.2	Fornecimento de energia reativa RND . . . . .	33
3.3	Períodos de tempo em que os geradores deverão ser capazes de se manterem ligados à rede . . . . .	41
4.1	Características das linhas . . . . .	60
4.2	Características dos transformadores . . . . .	61
4.3	Características do gerador DFIG . . . . .	70
4.4	Características do transformador DFIG . . . . .	70



# Abreviaturas e Símbolos

DFIG	Gerador de indução duplamente alimentado
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
FN	<i>Frequency nadir</i>
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
ORD	Operador de rede de Distribuição
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
ROCOF	<i>rate of change of frequency</i>
SER	Sistema de Energia Renovável
TSO	Operação do sistema de transmissão
UE	União Europeia



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Enquadramento Geral

A produção de energia elétrica é, historicamente, feita com recurso a fontes de energia não renováveis principalmente combustíveis fósseis que são extremamente poluentes. Contudo as pessoas tem tomado consciência dos benefícios da utilização de fontes de energias renováveis por questões ambientais. Deve-se continuar a incrementar medidas de sensibilização no sentido de abandonar progressivamente a produção de energia através dos recursos não renováveis, para evitar alterações climáticas que podem ser catastróficas durante os próximos anos. Surge então a necessidade de se apostar noutras alternativas para a produção de energia elétrica, usando fontes de energia renováveis, de modo a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e melhorar, assim, o ambiente a nível Global. A comissão Europeia em 2008 assumiu um compromisso de reduzir em 20% as suas emissões, e aumentar em pelo menos 20% a utilização de recursos renováveis como fonte de energia primária até 2020. Parte significativa desta percentagem de produção renovável será obtida através da energia eólica.

O aumento de integração de parques eólicos, que se tem verificado, irá levar à substituição gradual das centrais convencionais, principalmente centrais térmicas, mas reduz a capacidade de regulação de frequência na rede, provocando assim uma menor segurança no controlo da rede, que terá de ser melhorada. Por isso a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) definiu códigos de rede, isto é, regras comuns para o mercado interno de eletricidade, com o objetivo de fornecer e gerir o acesso efetivo e transparente às redes de transmissão além fronteiras, de modo assegurar o planeamento futuro e uma evolução do sistema de transmissão. Com estes códigos de rede, as unidades de produção de energia, tanto síncronas como assíncronas existentes e as que vão ser implementadas, são obrigadas a cumprir certos requisitos técnicos definidos pelos códigos de rede, sendo considerados como um pré-requisito para a ligação à rede, no que respeita à segurança do sistema. Com a introdução destes requisitos pretende-se também contribuir para a não discriminação da concorrência efetiva e para o funcionamento eficiente do mercado interno de eletricidade.

Como sabemos, a produção de energia eólica está em constante desenvolvimento, com a introdução de máquinas de velocidade variável, e o desenvolvimento da eletrónica de potência permitiu aumentar a potência instalada e a energia produzida por parte dos aerogeradores, aumentando, assim, a penetração de energia eólica na rede. Mas os conversores eletrónicos de potência provocam um desacoplamento de frequência entre o aerogerador e a rede à qual está ligado e este desacoplamento impede o gerador de responder naturalmente às variações de frequência da rede, diminuindo assim a inércia global do sistema.

Os sistemas de energia enfrentam assim mais desafios na estabilidade de frequência, uma vez que os geradores síncronos podem responder à variação de frequência e os geradores eólicos tem uma pequena ou nenhuma contribuição para a estabilidade de frequência, por isso é necessário implementar nos aerogeradores um sistema de controlo de frequência para que se mantenham os valores de frequência estáveis e uma maior segurança no sistema elétrico de energia.

Quando ocorre uma variação de frequência, a resposta de frequência da rede é inicialmente suportada pelo sistema inercial, por isso a inércia da máquina desempenha um papel extremamente importante, posteriormente é feito o controlo primário de frequência e por último o controlo secundário de frequência até que a frequência volte a estabilizar. Sendo assim, é necessário implementar um sistema de controlo que permita emular a resposta inercial característica das máquinas síncronas ligadas diretamente à rede, nas máquinas de velocidade variável.

## 1.2 Objetivos da Dissertação

O principal objetivo desta dissertação consiste em avaliar a resposta do parque eólico, mais precisamente o gerador de indução duplamente alimentado na estabilidade de frequência, e desenvolver um modelo inercial para regular a frequência, aquando da introdução de uma carga originando um abaixamento de frequência.

Para além disto aprofundar o conhecimento das diferentes tecnologias de sistemas de conversão de energia eólica, geradores de velocidade variável e fixa, incluindo os principais aspetos de funcionamento e controlo dos mesmo. Em particular o gerador de indução duplamente alimentado.

Por fim fazer um estudo relativamente aos códigos de rede impostos pela ENTSO-E nos diferentes países, incluindo Portugal, com especial relevo à regulação de frequência.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos conforme é apresentado de seguida:

No capítulo 1 é feita uma introdução geral ao objetivo abordado neste trabalho e apresentados os principais objetivos.

No capítulo 2 é desenvolvida uma contextualização inicial dos sistemas de produção eólica no Mundo, na Europa e em Portugal e são apresentadas vários tipos de aerogeradores eólicos.

No capítulo 3 faz-se uma análise aos códigos de rede de diferentes países com especial destaque para os requisitos impostos em relação à regulação de frequência. E são apresentados resumos de trabalhos desenvolvidos sobre o controlo de frequência.

No capítulo 4 é apresentado o parque eólico e as suas características, o gerador eólico utilizado nas simulações e por fim é apresentado o modelo de controlo inercial desenvolvido.

No capítulo 5 são apresentados e analisados os resultados obtidos pelas simulações.

No capítulo 6 são referidas as conclusões deste trabalho assim como as perspectivas futuras.





## Capítulo 2

# Revisão Bibliográfica

O presente capítulo inicia-se com uma análise contextual da energia eólica, analisando a situação do Mundo em geral, da Europa e de Portugal em relação a esta fonte de energia eólica. Segue-se uma análise das tecnologias de produção eólica, as suas vantagens e desvantagens, e os tipos de controlos aerodinâmicos dos aerogeradores.

### 2.1 Evolução da Produção da Energia Eólica no Mundo

O aproveitamento das fontes energéticas vem desde os nossos antepassados, em que o Homem usava o vento, água e a madeira para a produção de força motriz e calor. A conversão desta energia em energia mecânica através da utilização de moinhos de vento foi realizada, de forma, a substituir a força humana nas atividades agrícolas.

Com a revolução industrial, as fontes energéticas como o vento, a água e a madeira foram substituídas pelo carvão, petróleo, gás e nuclear. Na década de 70, deu-se uma crise petrolífera, e as energias renováveis ressurgiram novamente, para assegurar uma alternativa viável ao fornecimento de energia por parte dos combustíveis fósseis e, por outro, com a obrigação de proteger o ambiente, visto que os combustíveis fósseis contribuem para o efeito de estufa, que é prejudicial ao ambiente [21].

O primeiro gerador eólico, foi construído em 1887, por *Charles F. Bush*, era constituído por um rotor de 17 metros de diâmetro, 144 pás de madeira montadas numa torre de 18 metros de altura, apesar das dimensões serem consideráveis, a baixa velocidade de rotação limitava a potência a 12 kW. Anos mais tarde, *Poul la Clour* descobriu que as turbinas com um menor número de pás poderiam funcionar a velocidades de rotação superiores, portanto eram mais eficientes para a produção de eletricidade, o seu contributo foi muito importante e no ano 1957, *Johannes Juul* projetou uma turbina de 200 kW, com um rotor de eixo horizontal constituído por 3 pás de 24 metros de diâmetro, este foi considerado o primeiro gerador eólico da era moderna e o primeiro a produzir em corrente alternada, este aerogerador constituiu um marco importante na evolução das gerações seguintes de aerogeradores [6].

Com o incentivo a programas de investigação e com o desenvolvimento de novas tecnologias, proporcionaram uma evolução contínua dos aerogeradores, no início dos anos 90, a capacidade estandardizada das turbinas era da ordem de 300 kW, hoje em dia, existem aerogeradores com uma potência de 7,5 MW, como é o caso do aerogerador E-126, da ENERCON [22].

O aumento da potência nominal dos aerogeradores é vantajoso tanto a nível económico, pois quanto maior for a potência nominal, mais energia é produzida, e melhor aproveitadas são as infraestruturas, como ambiental, pois a redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual.

A energia eólica é uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, uma tecnologia madura e bastante implementada em todo mundo, principalmente na Europa, nos Estados Unidos e na China. O crescimento da energia eólica tem sido significativo como mostra a figura 2.1.

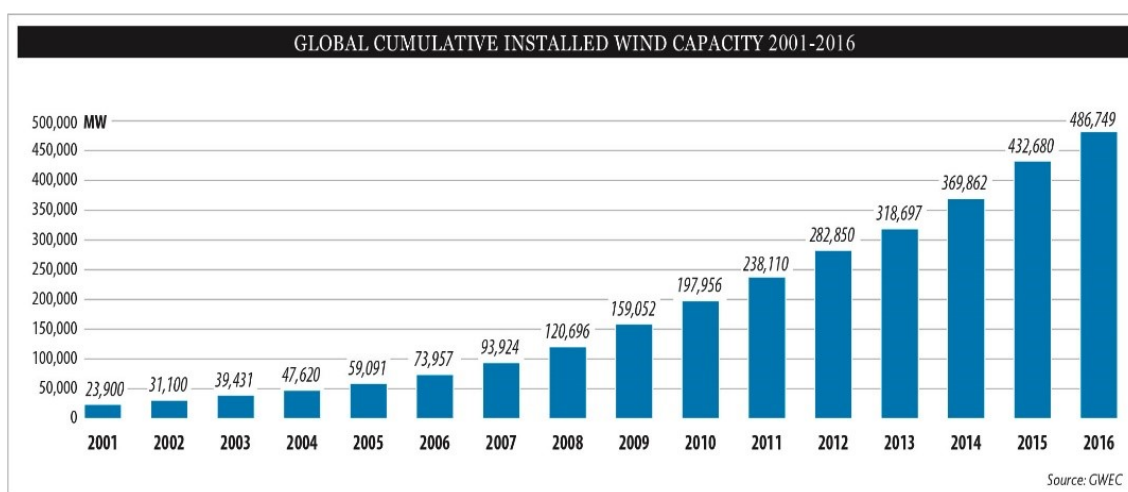


Figura 2.1: Evolução da Potência Eólica instalada Global (retirado de [1])

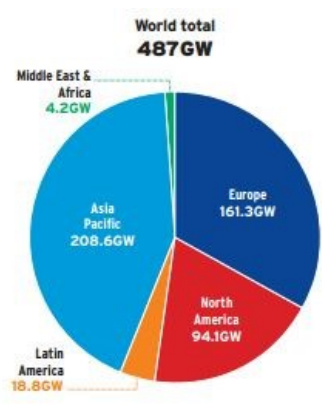


Figura 2.2: Potência Eólica instalada nos diferentes Continentes, no ano 2016 (retirado de [2])

Através das figuras 2.1 e 2.2, constatamos que no final do ano 2016, a capacidade global instalada de energia eólica, foi quase 487 GW, um aumento de 54 GW relativamente ao ano de

2015. Desde o ano 2001 até 2016 foram instalados 462 GW. [1]

O objetivo mundial é atingir os 2110 GW em 2030 de capacidade eólica, o que irá representar 20% da energia global. [2]

Relativamente ao panorama Europeu, este ano na União Europeia foram instalados 12,5 GW de capacidade de energia eólica, 10,923 GW em *onshore* e 1,567 GW em *offshore*, assim a capacidade instalada de energia eólica total, no final do ano de 2016, situou-se em 153,7 GW (141,1 GW *onshore* e 12,6 GW *offshore*), ultrapassando o carvão, sendo a segunda fonte de produção de energia na Europa. A Europa acabou o ano de 2016 com uma capacidade instalada de eólica de 161,33 GW. [2]

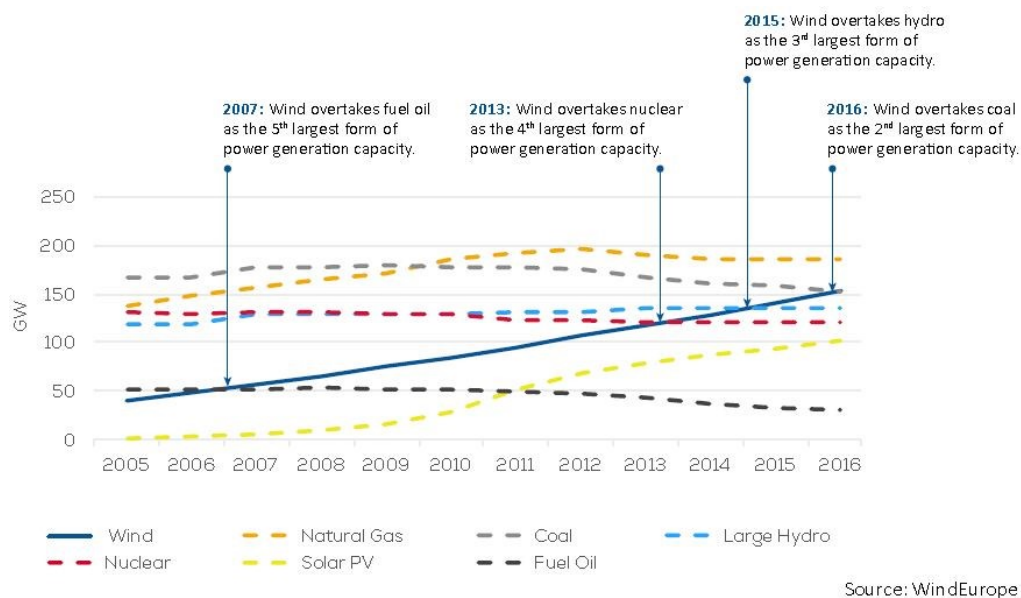


Figura 2.3: Evolução da Potência Instalada das Fontes energéticas na Europa (retirado de [2])

A Alemanha continua a ser o país da União Europeia com maior energia eólica instalada aproximadamente 50 GW, seguida pela Espanha, Reino Unido e França, Portugal encontra-se na oitava posição com cerca de 5,3 GW. Alemanha e a Espanha juntos representam 48% da capacidade total da UE.

## 2.2 Energia Eólica em Portugal

Portugal não possui recursos naturais fósseis conhecidos, como o petróleo e o gás natural, possuindo somente carvão e este está praticamente extinto, então surgiu a necessidade de desenvolver formas alternativas para a produção de energia, promovendo e incentivando a utilização de recursos naturais, com relevância da energia eólica. Desde muito cedo, notou-se um crescimento contínuo da tecnologia eólica em Portugal, motivado pela [21]:

- Reestruturação do setor elétrico em 1995 e reforçada em 2006, estabelecendo o aprofundamento da liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos;

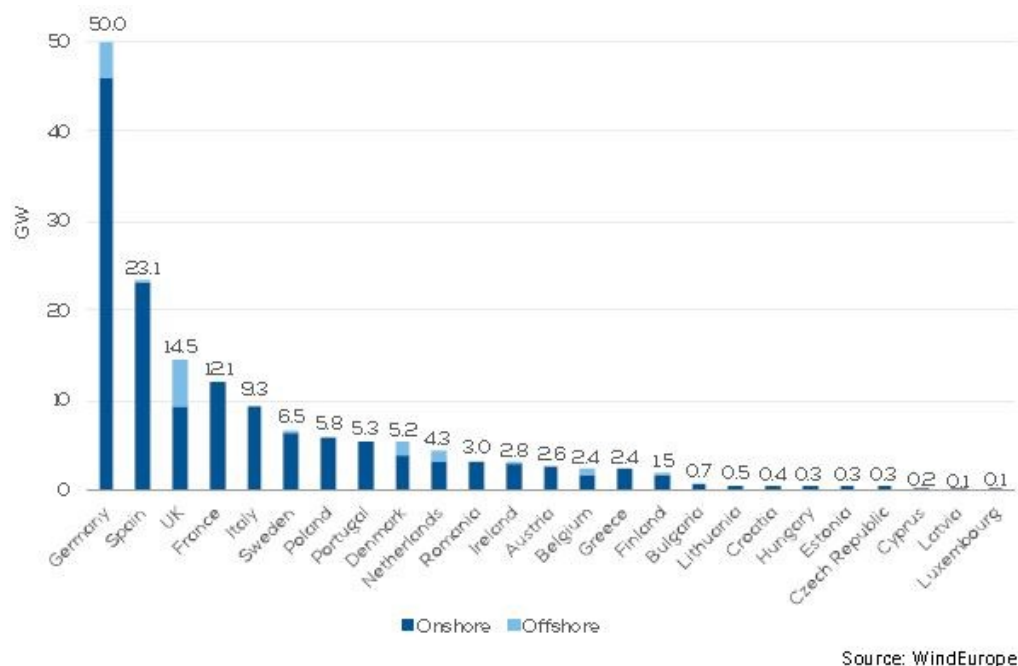


Figura 2.4: Evolução da Potência Eólica instalada na Europa (retirado de [2])

- Publicação de legislação específica com o fim claro de promover o desenvolvimento das energias renováveis, através da agilização de procedimentos administrativos com o objetivo de melhorar a gestão da capacidade de receção e a introdução de tarifários de venda de energia de origem renovável na rede pública, baseados numa renumeração muito atrativa, diferenciada por tecnologia e regime de exploração;
- Aprovação das “Diretivas das Renováveis”, cuja aplicação em Portugal levou o Governo a definir metas ainda mais ambiciosas para a penetração das energias renováveis;
- Melhoria da segurança de abastecimento;
- Redução da dependência energética e redução do impacto ambiental do sistema electroprodutor.

O aproveitamento da energia eólica em Portugal tem tido um aumento gradual. Teve início em 1986 com a construção do primeiro parque eólico na ilha de Porto Santo, Madeira, em 1996 foi instalado o primeiro parque eólico no continente português, em 2001, a potência eólica instalada era de 114 MW. No fim de 2007, Portugal encontrava-se na décima posição de produtor mundial de energia eólica com uma capacidade instalada de 2150 MW. Apesar da crise financeira que se abateu no nosso país no final de 2012 Portugal possuía já uma capacidade instalada acima de 4500MW.

A energia eólica tornou-se um recurso marcante, o que contribuiu para que as fontes de energia renovável tenham passado a ter uma expressão superior à geração a partir de combustíveis fósseis.

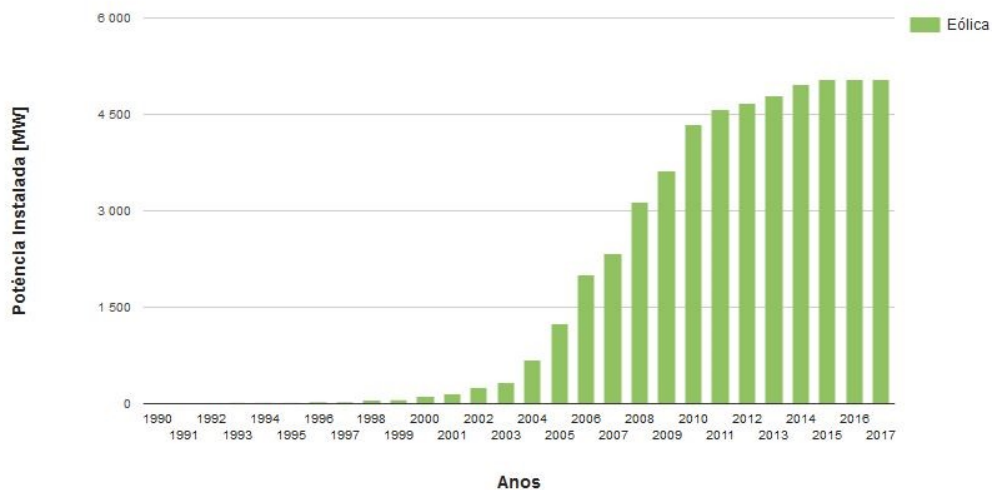


Figura 2.5: Evolução da Potência Eólica instalada em Portugal (retirado de [3])

Em 2016, a eletricidade gerada por fontes renováveis correspondeu a 58% contra 42% de fontes não renováveis, a eólica contribuiu 23%, e atualmente, a potência instalada de eólica em Portugal corresponde a 5,27 GW [3].

## 2.3 Tecnologias de Produção de Energia Eólica

Os aerogeradores são uma tecnologia que está em contínuo desenvolvimento como já foi dito na secção anterior. Antes existiam aerogeradores com algumas dezenas de quilowatts, atualmente existem turbinas com potência na gama de megawatt.

Desde o início da tecnologia da energia eólica, foram projetadas e desenvolvidas máquinas de vários tipos, de acordo com o tipo de aplicação. Os rotores das turbinas eólicas foram sendo adaptados, e podem ser divididos em duas classes de acordo com a posição do veio: tipo eixo horizontal e tipo eixo vertical.

As turbinas de eixo vertical não necessitam de um mecanismo de orientação para variações da direção do vento, não necessitam de controlar o seu ângulo de ataque das pás e têm a possibilidade de instalação junto ao solo todo o equipamento de conversão de energia mecânica, facilitando assim a sua manutenção. No entanto estas turbinas apresentam alguns inconvenientes tais como: incapacidade de Auto arranque, necessitando de meios exteriores de auxílio; as lâminas das pás são submetidas a forças alternadas, causando fadiga mecânica e como esta tem a base junto ao solo faz com que se verifiquem velocidades muito baixas junto à base, diminuindo assim a sua eficiência. Quanto à sua estrutura podem ser *Darrieus* ou *Savionis* [2].

Devido aos inconvenientes das turbinas de eixo vertical, atualmente a maioria dos aerogeradores utilizam turbinas de eixo horizontal, pois, esta tecnologia apresenta um elevado grau de maturidade, para além de a sua construção ser simples. Estas podem ter várias formas, conter uma

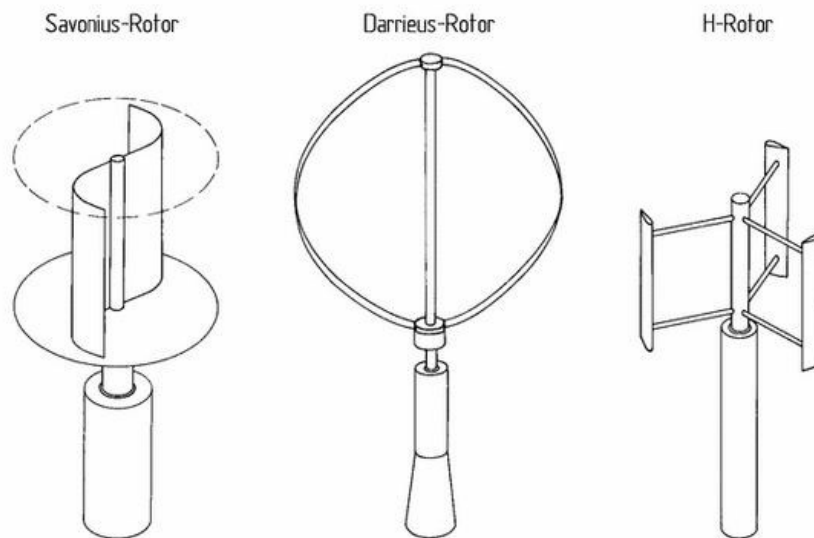


Figura 2.6: Exemplos de rotores com eixo vertical (retirado de [2])

ou mais lâminas, mas tipicamente apresentam três lâminas, número que se encontra comprovado ser o mais flexível para diversas velocidades de vento. Verifica-se que nas turbinas, que possuem várias lâminas, as perdas aerodinâmicas são maiores, logo quanto maior for o número de lâminas, menor será a potência produzida. [23]

Relativamente às perdas relacionadas com a conversão de energia as velocidades extremas de vento e o controlo de potência solicitada ao aerogerador, não são sinónimo de mais energia porque nem toda a energia disponível do vento pode ser aproveitada. Nos sistemas eólicos, a quantidade de energia realmente aproveitada é relativamente baixa. Por esta razão, existe assim um coeficiente de potência ( $C_p$ ) caracterizado como a razão entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina e a potência disponível transportada pelo vento. Este coeficiente de potência caracteriza o desempenho dos aerogeradores, independentemente do seu tamanho e do local. Os fabricantes de aerogeradores caracterizam o desempenho de um determinado rotor eólico a partir da curva ( $C_p(\lambda)$ ), em que  $\lambda$  é relação entre a velocidade angular mecânica da turbina,  $w$ , de raio  $R$ , e a velocidade do vento, designada por razão de velocidade da pá (“*tip speed ratio*”, na literatura anglo-saxónica, e é dada pela expressão 2.1:

Em que:

$$\lambda = \frac{wR}{v} \quad (2.1)$$

- $W$  é a velocidade angular mecânica da turbina (rad/s);
- $R$  é o raio da área circular varrida pelo movimento das pás da turbina (m);
- $V$  é a velocidade do vento (m/s).

O valor máximo teórico para o coeficiente de potência é igual a 0,593 (16/27), que é conhecido por limite de *Betz*, no capítulo 4 vai ser explicado detalhadamente.

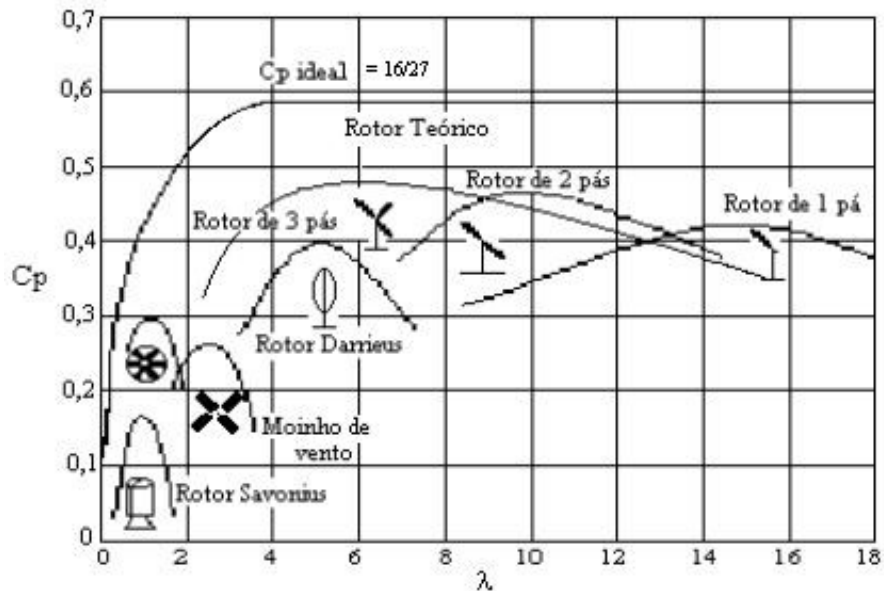


Figura 2.7: Curvas características  $C_p(\lambda)$  para diferentes rotores eólicos (retirado de [4])

Na figura 2.7, estão representadas as curvas dos diferentes tipos de rotores, em cada uma delas, existe um ponto máximo onde o rotor opera com máxima eficiência, permitindo assim a maximização da potência passível de ser extraída do vento, cada aerogerador apresenta limites de funcionamento que ao serem ultrapassados podem comprometer o funcionamento da máquina e a segurança do sistema de conversão. Para velocidades de vento abaixo de um determinado valor (*cut-in wind speed*) não é interessante extrair potência, pelo que as turbinas não se metem em funcionamento. Para velocidades de vento muito elevadas (*cut-out wind speed*) a turbina é desligada por razões de segurança. Sendo assim, é necessário implementar técnicas de sistema de controlo de forma a garantir a segurança do funcionamento do aerogerador. Analisando a figura 2.7 podemos dividir os tipos de rotores eólicos em dois conjuntos. O conjunto de rotores rápidos, constituídos por rotores que apresentam poucas pás (uma, duas ou três) e pelo rotor *Darrieus*, são caracterizados pelo alto rendimento e pela taxa de velocidade da pá elevada. O outro conjunto é os restantes rotores que aprestam um valor de velocidade da pá baixa e um baixo rendimento, associados a um binário elevado [4].

## 2.4 Controlos Aerodinâmicos

Em relação ao controlo dos aerogeradores, todos são projetados já com algum tipo de controlo de potência, existem diferentes formas para controlar as forças aerodinâmicas que afetam o rotor do aerogerador e assim limitar a potência na ocorrência de ventos fortes de modo a evitar danos

no aerogerador. No passado, os aerogeradores usavam o controlo de variação do ângulo de passo de pás, “*pitch control*”, atualmente tem sido utilizado o controlo do tipo *stall*-ativo. Para turbinas, com um valor de potência nominal pequeno é utilizado o controlo tipo *stall*-passivo.

O controlo tipo *stall*-passivo é um sistema passivo que reage à velocidade do vento, tira partido do perfil das pás da turbina. Neste método os aerogeradores tem as pás fixas e um ângulo de passo fixo, ou seja não rodam em torno do eixo longitudinal. O ângulo de passo das pás do rotor do aerogerador é escolhido de modo a que as pás do rotor entrem em perda aerodinâmica quando a velocidade do vento é superior à nominal, ou seja, as pás são desenhadas para que as próprias dobras sirvam de travão assim que o vento acelere demasiado. Desta forma, a estratégia de controlo recorre a métodos de projeto aerodinâmico para definir o ângulo de passo fixo, no qual as pás entram em perda, sendo este um aspeto essencial para o bom desempenho da turbina. Na figura 2.8 é possível verificar o funcionamento do controlo do tipo *stall* passivo em que se nota a diminuição da potência elétrica produzida pelo aerogerador para velocidades de vento superiores à nominal [21].

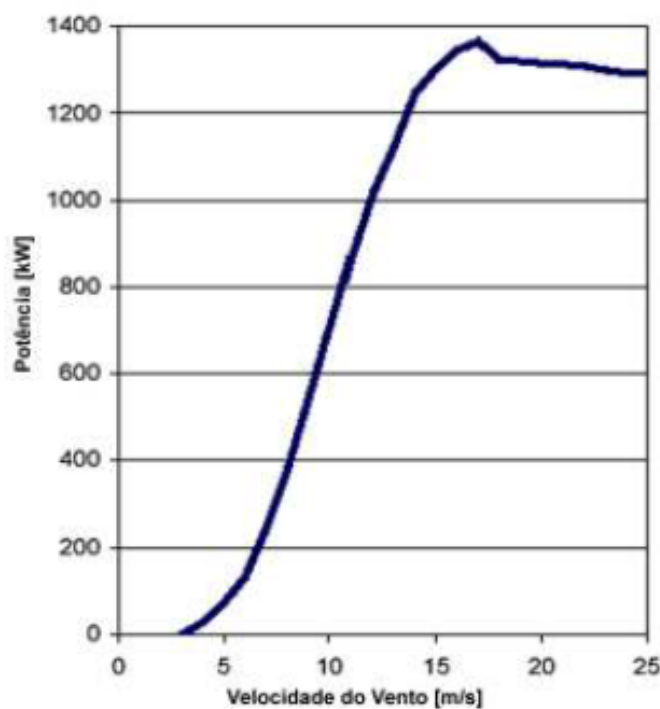


Figura 2.8: Comportamento do controlo tipo *stall*-passivo de um aerogerador com  $P_n=1,3\text{MW}$  (retirado de [4])

O Controlo do tipo *stall* passivo tem as seguintes vantagens:

- Método simples, robusto e barato;
- Não necessita de um sistema de controlo complexo para assegurar que as pás da turbina rodem exatamente o ângulo desejado, pois estas estão fixas;



- Baixa manutenção devido ao baixo número de peças móveis;
- Desenho aerodinâmico das pás

Outro tipo de controlo é o *pitch control*, representado na figura 2.9, baseado na regulação do ângulo de passo das pás. Neste caso, existe um controlador eletrónico, que verifica a potência gerada da turbina a uma determinada cadencia. Quando a potência gerada pelo aerogerador atinge a potência nominal, o controlador envia um comando ao mecanismo de controlo às pás da turbina, que as faz rodar em torno do seu eixo longitudinal, com uma variação de ângulo entre  $0^\circ$  e  $90^\circ$ , alterando a superfície frontal da pá em relação ao vento. Quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal, o ângulo é ajustado para que a potência produzida se mantenha no valor nominal. Quando a velocidade do vento é mais baixa que o valor nominal, o ângulo das pás é novamente colocado no valor nominal e as pás da turbinam rodam de modo a aumentarem a superfície frontal em relação ao vento. O *tip speed ratio* é a função do ângulo das pás pelo que o coeficiente de potência pode ser controlado através do controlo do *pitch*, mas este apresenta algumas limitações em relação ao tempo de atuação, dado que a rotação das pás é um processo mecânico. [21]

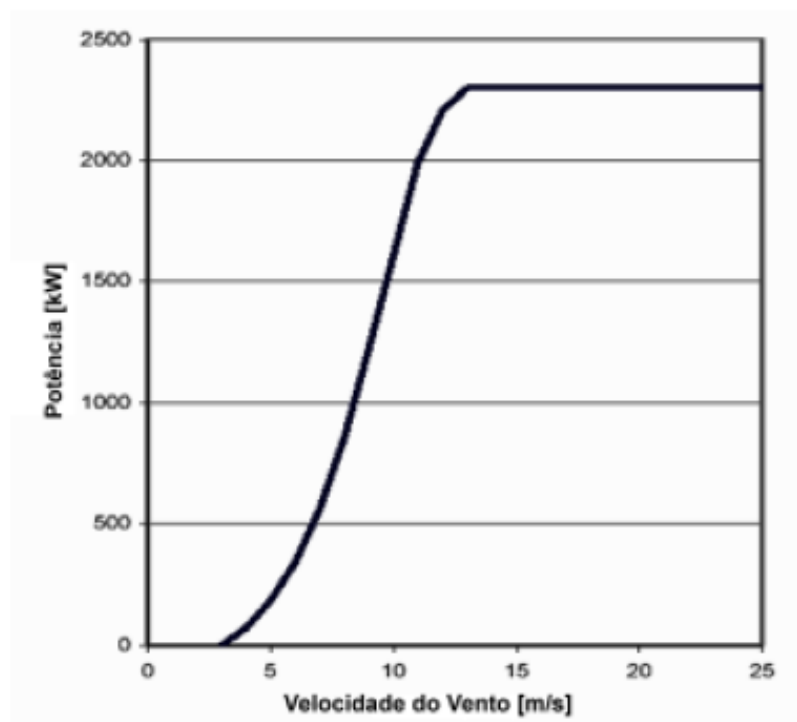


Figura 2.9: Comportamento do controlo tipo *pitch control* de um aerogerador com  $P_n=1,3\text{MW}$  (retirado de [4])

O Controlo do tipo *pitch-control* tem as seguintes vantagens:

- Bom controlo de potência para todas as gamas de variação de velocidade do vento;

- A variação do ângulo de passo permite a redução dos esforços mecânicos e dos efeitos de fadiga na turbina;
- Auxílio aos processos de arranque e paragem da turbina, permitindo o embalamento do rotor enquanto a velocidade do vento é baixa e a colocação das pás na posição de embandeiramento para velocidades de vento elevadas, dispensando assim o travão aerodinâmico;
- Melhor controlo da potência da turbina em relação ao stall-passivo mas os custos são mais elevados.

O controlo de tipo *stall*-ativo é baseado na regulação ativa com perda aerodinâmica, este tipo de controlo utiliza características dos dois tipos de regulação referidos anteriormente, tentando combinar as vantagens do controlo *pitch* com a robustez da regulação passiva. No controlo *stall*-ativo as pás da turbina também podem rodar em torno do seu eixo longitudinal, com uma rotação ente  $0^\circ$  e  $-6^\circ$ , existindo ainda uma perda aerodinâmica quando a velocidade nominal do vento é ultrapassada. A diferença entre este tipo de controlo das pás e o *pitch-control* é que neste caso, quando a velocidade de vento nominal é ultrapassada, as pás da turbina irão rodar de modo a aumentar a sua superfície frontal em relação ao vento, ao contrário do que acontecia no *pitch-control*, produzindo uma paragem da turbina. [21]



Figura 2.10: Comportamento do controlo tipo *stall*-ativo (retirado de [4])

O controlo ativo e com perda aerodinâmica, apresenta as seguintes vantagens:

- Necessita de um menor número de mudanças do ângulo de passo;
- Possibilidade de controlo da potência da turbina com velocidades inferiores à nominal;

- O controlo do ângulo das pás permite uma maior precisão na regulação da potência extraída do vento .

## 2.5 Principais tecnologias utilizadas de aerogeradores

O princípio de funcionamento do aerogerador abrange dois processos de conversão, que são levados a cabo pelos seus principais componentes: o rotor que extrai energia cinética do vento e a converte em energia mecânica, e o gerador converte a energia mecânica em eletricidade e alimenta a rede elétrica.

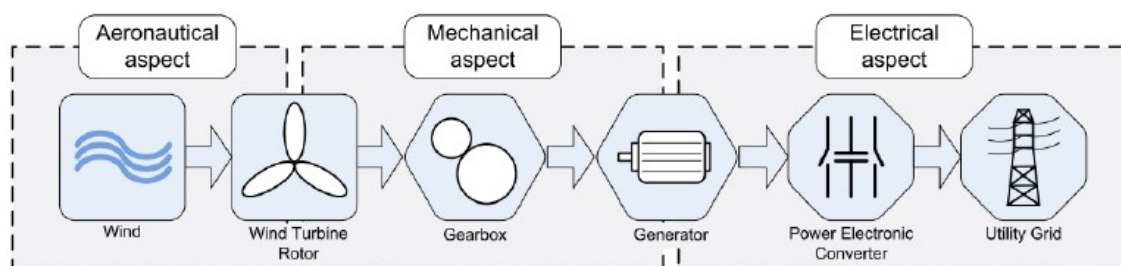


Figura 2.11: Sistema de conversão de energia de um aerogerador (retirado de [5])

Hoje, os aerogeradores eólicos combinam uma variedade de conceitos inovadores com tecnologias para geradores como para a eletrônica de potência.

Na produção de energia são utilizados diferentes tipos de aerogeradores:

- Tipo A: sistema de velocidade constante - Gerador de indução convencional de rotor em gaiola de esquilo;
- Tipo B: sistema de velocidade variável limitada - Gerador de indução de rotor bobinado e resistências rotoricas;
- Tipo C: sistema de velocidade variável com conversor parcial - Gerador de indução duplamente alimentado;
- Tipo D: Sistema de geração de velocidade variável, com gerador síncrono ou assíncrono, ligado à rede através de um conversor de eletrônica de potência integral.

As principais diferenças entre estas tecnologias de produção de energia eólica verificam-se ao nível das interligações entre o gerador e a rede e as características de controlo.

### 2.5.1 Sistema de velocidade constante

No início da década de 90, as turbinas eólicas instaladas em serie funcionavam a uma velocidade fixa, isto significa que, independentemente da velocidade do vento, a velocidade do rotor do gerador eólico é constante e definida pela frequência da rede, resultado de um acoplamento

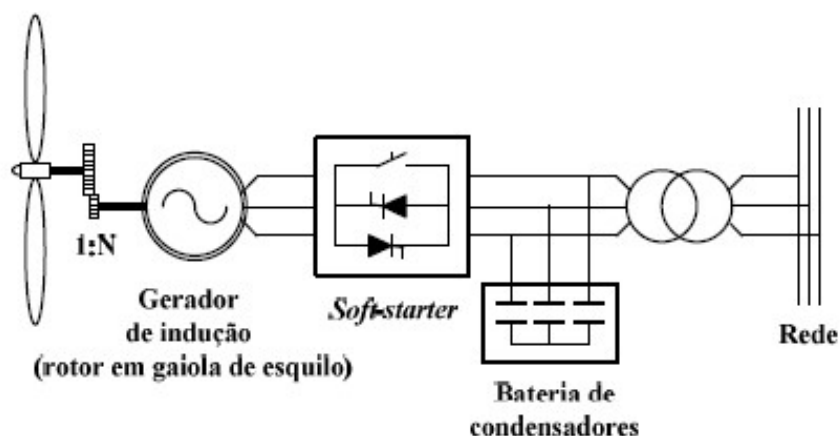


Figura 2.12: Configuração típica de um aerogerador do tipo A (retirado de [6])

direto do gerador à rede elétrica [2]. Devido ao acoplamento do gerador com a rede, os efeitos nas turbinas eólicas são transferidos de forma direta para o sistema elétrico e, da mesma forma, as perturbações na rede elétrica têm um reflexo direto no aerogerador. Assim as variações do vento traduzem-se em oscilações mecânicas e consequentemente em variações da potência elétrica injetada na rede, podendo afetar os padrões de qualidade da energia elétrica [4]. Esta característica origina a utilização de um banco de condensadores para compensar o fator de potência. Nesta tipologia, o gerador de indução, tem algumas vantagens, como por exemplo, a simplicidade, a robustez, o baixo custo do equipamento e a fiabilidade.

Apesar das vantagens expostas, mesmo assim é uma solução que levanta problemas, principalmente devido ao gerador se encontrar diretamente ligado à rede elétrica de energia e pelas flutuações de potência fornecida provocadas pelas variações da velocidade do vento. Já a tensão aos seus terminais é ajustada pela utilização de uma bateria de condensadores, que devido ao fato de não ser um processo dinâmico, o torna bastante limitador. Outra desvantagem é a carência de controlo das potências ativas e reativas e a existência de cargas mecânicas elevadas, podendo levar a falhas na caixa de transmissão [24].

De forma a resolver as questões de controlabilidade são utilizadas estratégias de controlo, assim para a exploração das propriedades mecânicas de aerodinâmica, é utilizado o controlo por *stall* passivo com o objetivo de proteger o aerogerador de velocidades extremas de vento. Para manter uma velocidade constante no rotor recorre-se a uma caixa de velocidades e a utilização do controlo por *stall* ativo ou controlo do de *pitch* para a orientação das pás da turbina.

A operação para que a velocidade seja constante implica que exista um único ponto de operação onde a potência de saída é máxima. Isto significa que existe apenas um determinado valor de velocidade de vento em que a turbina funciona com máxima eficiência. Uma alternativa para aumentar a eficiência é a utilização da operação do sistema a duas velocidades, em que são utilizados dois geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo com um número diferente de polos ou um gerador com comutação do número de polos. A utilização de um gerador de menor potência,

ou a troca de polos para baixas velocidades, permite aumentar a eficiência da turbina para baixas velocidades do vento, consequentemente, aumentando a eficiência da turbina eólica.

Como já foi referido, o principal problema deste tipo de aerogeradores de indução convencionais, reside no consumo de potência reativa, principalmente, na fase de recuperação que se segue a um curto-circuito. Embora exista uma bateria de condensadores utilizada para compensar parte da potência reativa solicitada, visando a continuação em serviço dos parques eólicos durante um defeito da rede, este componente pouco pode contribuir atendendo ao elevado consumo que se faz sentir, após a eliminação do defeito, devido à redução da tensão aos terminais do gerador. Nesta situação, a potência reativa requerida pelos aerogeradores torna-se exclusivamente proveniente da rede elétrica. Este consumo de potência reativa por parte dos aerogeradores é uma das principais causas da sua saída de serviço dos parques eólicos convencionais após um curto-circuito devido, principalmente, à atuação da proteção de máximo de velocidade do aerogerador. Durante um defeito a queda de tensão nos terminais do aerogerador assíncrono causa uma bruta redução do binário electromagnético, originando um aumento do módulo de deslizamento da máquina, resultando numa redução significativa da eficiência do gerador que se traduz numa perda de potência ativa injetada no sistema elétrico. Após a eliminação do defeito, o gerador absorve potência reativa da rede elétrica para suprir o seu circuito magnético de forma a recuperar a corrente injetada pelo mesmo e, consequentemente, equilibrar ambos os binários elétrico e mecânico retornando, assim, à sua condição normal. Quanto maior for o número de aerogeradores de indução ligados à rede elétrica de energia, mais energia reativa é absorvida. A capacidade do Sistema elétrico em anular a energia requerida pelos parques eólicos, mantendo a tensão em níveis normais, estará associada às características da rede. [24]

### 2.5.2 Sistema de velocidade variável limitada

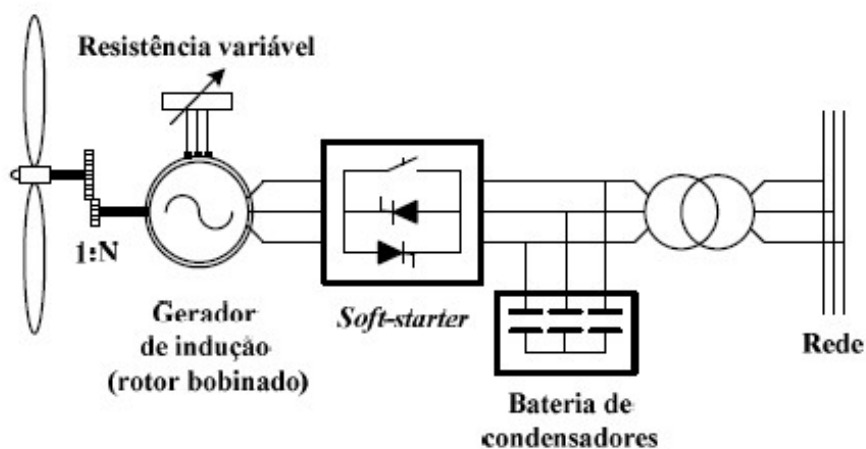


Figura 2.13: Configuração típica de um aerogerador do tipo B (retirado de [6])

Em meados da década de 1990, os primeiros sistemas de conversão de energia eólica com capacidade de funcionamento de velocidade variável limitada, foram introduzidos pelo fabricante dinamarquês Vestas, com o objetivo de diminuir a carga mecânica durante fortes ventos e aumentar a eficiência do sistema. Neste sistema, a turbina eólica é equipada com um gerador de indução com rotor bobinado ligado a uma resistência variável, controlada através de um conversor de potência de modo a controlar a resistência do rotor, este sistema ficou conhecido como *Optislip*, uma vez que permite obter um deslizamento variável em função das condições de operação. Neste gerador de indução de rotor bobinado, em cada binário, o deslizamento é em função da resistência dos enrolamentos do rotor do gerador, logo o deslizamento aumenta à medida que aumenta a resistência. Assim, modificando a resistência variável permite aumentar o deslizamento até cerca de 10%, permitindo, por conseguinte, uma ligeira variação na velocidade de rotação e o respetivo aumento da eficiência. No entanto, esta variação de velocidade é reduzida. O mesmo acontece no gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo de velocidade constante, que também utiliza uma bateria de condensadores que permite fornecer energia reativa à rede. Neste sistema é usado o controlo de *pitch* para a limitação da potência.

As vantagens deste sistema são a simplicidade a nível da tecnologia e uma melhoria da eficiência do sistema através do aumento da gama de variação de velocidade. Porém, também existem desvantagens, tais como: a gama de variação da velocidade reduzida; dissipação da potência extraída do rotor na resistência variável e a conversão das variações de vento em variações de potência injetada.

### 2.5.3 Sistema de velocidade variável com conversor parcial

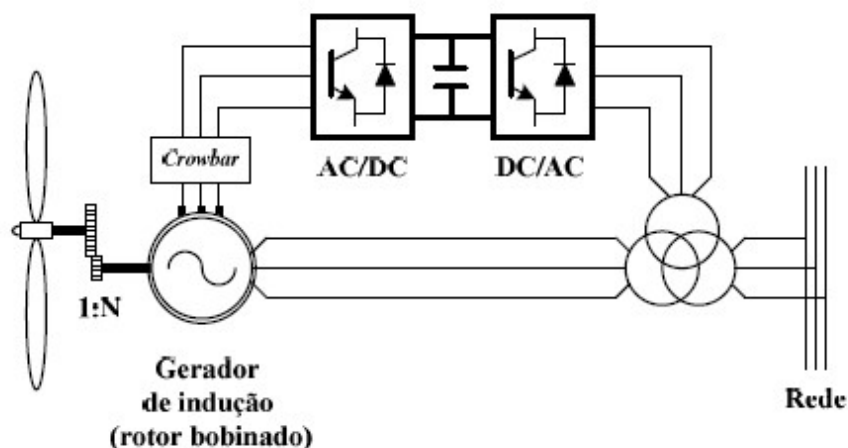


Figura 2.14: Configuração típica de um aerogerador do tipo C (retirado de [6])

Este tipo de sistema eólico é baseado no gerador de indução duplamente alimentado DFIG (*Doubly fed induction generator*), com controlo *pitch*, em que o seu ponto forte é a capacidade

que tem de operar com velocidade variável recorrendo a conversores eletrónicos com capacidades nominais bastante reduzidas, aproximadamente 25% a 30% da capacidade total da cadeia de conversão gerador mais turbina eólica, dado que a conversão é parcial. O termo “duplamente alimentado” resulta de o estator estar ligado diretamente à rede e o rotor estar ligado à rede através de um conversor eletrónico de potência.

O conversor é do tipo AC/DC/AC, e consiste em dois conversores, um do lado do gerador e outro do lado da rede, controlados independentemente um do outro. O conversor ligado à rede é responsável por manter a tensão do barramento DC constante no seu valor de referência e opera para funcionar com a frequência da rede, 50 Hz, enquanto o conversor do lado do gerador regula a corrente elétrica rotórica de modo a manter as potências ativas e reativas de referência, este opera com frequência variável de acordo com a velocidade do aerogerador, permitindo assim uma variação de velocidade de 30% em torno da velocidade de sincronismo.

A introdução do conversor permitiu um aumento na gama de variação de velocidade de rotação e com isso foi possível tirar proveito, da melhor forma possível, das características aerodinâmicas da turbina, e assim melhorar a capacidade de produção, mesmo a velocidades de vento mais baixas [25]. No entanto, o estator é ligado diretamente à rede o que implica expor o aerogerador a perturbações existentes na rede. Para além desta desvantagem, a máquina necessita de anéis coletores para transferir a potência do rotor para a rede e o facto de a variação de velocidade ser limitada a 30%, faz com que se traduza numa limitação da eficiência da máquina, não podendo atuar em toda a gama de velocidades.

Apesar de alguns inconvenientes, o gerador DFIG é bastante utilizado no mercado na produção de energia eólica.

#### 2.5.4 Sistema de velocidade variável com conversor integral

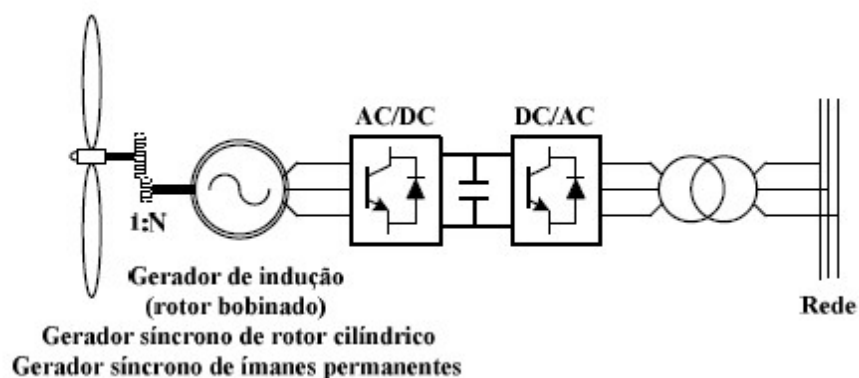


Figura 2.15: Configuração típica de um aerogerador do tipo D (retirado de [6])

Os sistemas de velocidade variável com conversão integral podem ser equipados com geradores de indução ou geradores síncronos, os quais estão ligados à rede através de um conversor eletrônico integral, AC/DC/AC, como podemos observar na figura 2.15.

O conversor eletrônico do lado do gerador, AC/DC, tem a função de regulação de velocidade da turbina, com o objetivo de obter um rendimento global superior na produção de energia. A responsabilidade do conversor do lado da rede, DC/AC, prende-se com o controlo da injeção de potência ativa (em função da tensão do barramento DC) e de potência reativa (em função da tensão da rede) na rede. A utilização de um conversor integral permite o desacoplamento total entre a frequência da rede e do gerador, permitindo, assim, alargar a gama de variação de velocidade de rotação de forma a maximizar a extração de potência para cada valor da velocidade do vento.

No caso dos geradores de indução com rotor bobinado, as suas características podem ser controladas exteriormente, sendo possível alterar a tensão no rotor, esta propriedade do gerador permite uma variação do seu deslizamento sendo, assim, possível alterar a velocidade de rotação do seu rotor. Mas tem as seguintes desvantagens : a gama de variação de velocidade não ser muito alargada, o seu elevado custo e a sua fraca robustez comparado com o rotor em gaiola de esquilo.

O gerador síncrono de velocidade variável é uma solução das mais promissoras na indústria da conversão de energia eólica[26], sendo que os geradores síncronos mais utilizados são os de excitação separada e os de ímanes permanentes. O tipo de gerador síncrono, apesar de apresentar um custo mais elevado e maior complexidade de construção e controlo, possui uma enorme vantagem, quando comparado com o gerador de indução, pois não é necessária uma caixa de velocidade. Isto implica que o gerador elétrico tenha um elevado número de polos de forma a compensar a velocidade baixa de operação, por se encontrar acoplado diretamente à turbina eólica. Devido a estas particularidades, consegue-se ter uma eficiência maior no fornecimento de potência, assim como a sua qualidade, devido à gama alargada de variação de velocidade; redução do peso do aerogerador e a redução de níveis de ruído e de custos associados à manutenção regular deste componente [27].

No gerador síncrono com excitação separada não necessita de uma corrente reativa magnetizante e a sua excitação é obtida através de um gerador DC ou de um conversor DC/DC ligado ao link DC do conversor integral. Esta máquina tem a vantagem de fornecer uma resposta mais estável diante das variações características da velocidade do vento. Porém, a necessidade de um gerador ou conversor auxiliar para o circuito de excitação implica um aumento no custo desta solução.

Relativamente ao gerador síncrono de ímanes permanentes PMSG (“*Permanent Magnet Synchronous Generator*”), este é bastante eficaz devido à sua autoexcitação, obtida através dos ímanes permanentes, o que lhe permite um funcionamento com um alto fator de potência e alta eficiência. Dispensa o uso de anéis de deslizamento ou escovas para a excitação do seu rotor. Este tipo de tecnologia recorre ao controlo de *pitch* ou *stall*-ativo para ajustar os ângulos das pás da turbina de forma a maximizar a eficiência de captação da energia cinética do vento, independentemente da velocidade que este tenha. Como já foi referido, a máquina possui um elevado rendimento, permitindo uma redução de perdas de cerca de 25% em relação ao gerador de indução[27] [4]. A principal desvantagem deste tipo de topologia é o elevado custo dos materiais usados para produzir



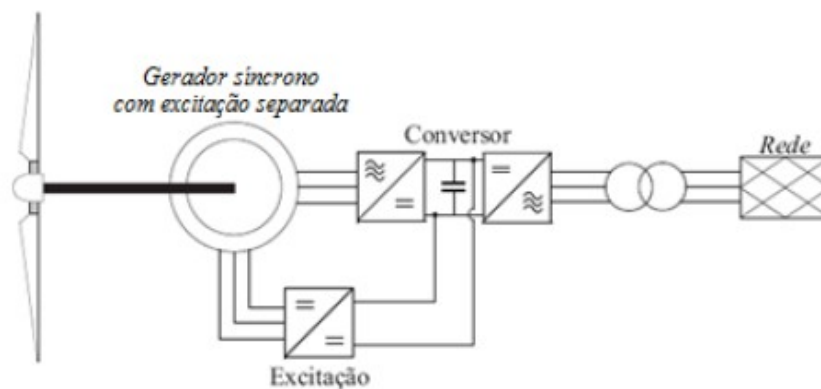


Figura 2.16: Configuração de um aerogerador com máquina síncrona de excitação separada (retirado de [4])

os ímãs permanentes assim como a sua complexidade de construção. Outro problema é a forte probabilidade de desmagnetização dos ímãs permanentes a altas temperaturas.

Contudo, as suas vantagens são bastantes mais significativas que as desvantagens.

## 2.6 Conversores de eletrônica de potência nos sistemas de conversão de energia eólica

A eletrônica de potência é uma tecnologia que tem aberto um novo caminho nos últimos anos em busca do aperfeiçoamento dos aproveitamentos de energia de origem renovável. O grande crescimento da potência nominal instalada por cada parque eólico tem sido feito à custa dos progressos dos conversores de eletrônica de potência. Nos últimos anos a eletrônica de potência tem evoluído a um ritmo acelerado permitindo a sua utilização e aplicação cada vez em maior número. Três fatores têm tido um peso tremendo na aceitação da tecnologia por parte do mercado: a fiabilidade, a eficiência e custo. A tendência do preço nos últimos anos tem sido para baixar em dispositivos semicondutores de potência dentro da mesma gama e para a mesma performance. Por outro lado, características da própria tecnologia, capacidade de corte em tensão e transporte de corrente estão em evolução constante.

A utilização de conversores eletrônicos de potência em aerogeradores acontece desde o aparecimento da tecnologia por volta do ano de 1980, aí surgiu a necessidade de ligar o aerogerador à rede de forma mais suave, conseguido nessa altura à base de tirístores. Na década seguinte, os conversores eletrônicos formados por uma ponde de díodos passaram a ser utilizados para controlar a resistência do rotor. Com a utilização massiva do DFIG apareceu o conversor *back-to-back*, capaz de maximizar a potência extraída do gerador. A figura 2.17 mostra precisamente essa evolução ao longo dos anos, juntando num só gráfico a potência e tamanho dos aerogeradores com a percentagem de utilização de conversores eletrônicos [7].

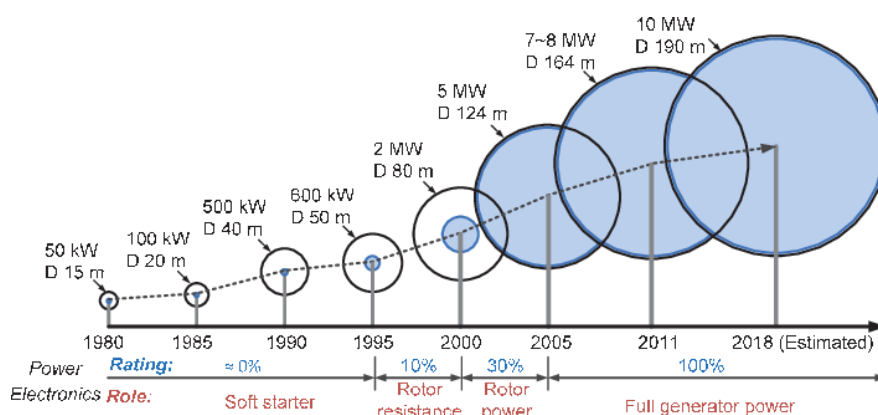


Figura 2.17: Evolução da tecnologia dos conversores eletrônicos de potência (retirado de [7])

## 2.7 Conclusão

Neste capítulo fez-se uma contextualização da evolução da energia eólica no Mundo, na Europa e em Portugal, e verificamos que houve um constante aumento de instalação desta fonte de energia renovável até aos dias de hoje.

Também se realizou um estudo sobre as várias tecnologias eólicas utilizadas na produção de energia eólica, tendo concluído que as máquinas de velocidade variável têm-se tornado cada vez mais eficientes, tendo vantagens sobre as de velocidade fixa não só a nível de eficiência como também a nível de controlo e de suporte de rede. Dentro destas máquinas de velocidade variável o gerador de indução duplamente alimentado e gerador síncrono de ímanes permanentes são as mais promissoras. A utilização dos conversores eletrônicos de potência permite efetuar o desacoplamento entre a frequência da rede e a frequência imposta ao gerador, pela velocidade do vento local em conjunto com o controlo aerodinâmico da turbina, tornando possível a operação do sistema numa gama alargada de velocidade. Assim, a operação do sistema de velocidade variável conduz ao aumento da eficiência de conversão para os vários regimes de vento. Deste modo o desenvolvimento dos conversores eletrônicos de potência juntamente com a contínua diminuição dos seus custos representam um fator bastante aliciante na utilização destas máquinas nos parques eólicos. Assim, o conceito de velocidade variável tem sido progressivamente adotado pelos fabricantes e atualmente integra a maioria da oferta comercial.

## Capítulo 3

# Grid code

Neste capítulo será desenvolvida uma análise aos códigos de rede impostos pela ENTSOE-E aos diferentes países, incluindo Portugal. Os códigos de rede analisados são: a tolerância de funcionamento; o controlo de tensão e potência reativa; o controlo de potência ativa e respostas a variações de frequência; os dispositivos de proteção; a qualidade da energia fornecida e a comunicação e controlo externo. Também será analisada a emulação de inércia apresentando vários trabalhos realizados.

### 3.1 Introdução

Numa fase inicial de integração dos Sistemas de Energia Renováveis no sistema elétrico, mais particularmente da energia eólica, os parques produtores apresentavam uma baixa potência instalada comparado com as típicas centrais convencionais, representando uma baixa percentagem na produção elétrica, consequentemente, a integração de produção eólica não era vista como uma preocupação no ponto de vista operacional porque caso houvesse uma falha os geradores eólicos não permaneciam ligados à rede. Mas com o aumento da capacidade instalada nos parques eólicos levou a que a rede elétrica viesse, progressivamente, ter menor capacidade instalada de centrais convencionais, sendo estas substituídas por fontes de geração renováveis, provocando assim, algumas preocupações no ponto de vista operacional, uma vez que a rede elétrica passou a ter uma menor capacidade de responder aos requisitos do operador da rede, principalmente na regulação da frequência e de tensão, e a ocorrência de uma falha podia ser significativa, levando a instabilidade dinâmica nos sistemas.

Apesar das energias renováveis trazerem grandes benefícios para o meio ambiente e reduzir a dependência de combustíveis fósseis, a integração de SER em grande escala, são responsáveis por aumentar os desafios de planeamento e operação da rede elétrica por parte do operador da rede de transmissão. [20]

No passado, a mesma empresa era responsável pelo planeamento e operação da rede, controlando também o acesso dos produtores à rede, não estando por isso os requisitos definidos de forma clara. Com a divisão dos diferentes serviços por diferentes empresas devido à legislação

emanada da união Europeia, levou a que os requisitos técnicos fossem melhor definidos e de uma forma mais clara.

Como já foi referido anteriormente, a introdução de fontes renováveis complicou este processo de forma significativa, uma vez que este tem características diferentes das centrais convencionais. Enquanto alguns países criaram requisitos específicos para as unidades eólicas, uma vez que era aquela que apresentava um nível mais alto de integração, outros impunham as mesmas obrigações para todos os tipos de centrais. Se, por um lado, é correto tratar todas as centrais da mesma forma, por outro lado, as centrais não têm todas as mesmas influências no SER, e com isto dá origem a custos adicionais desnecessários, pois esta diversidade que se verifica em relação aos códigos de rede impõem-se aos fabricantes o desenvolvimento de soluções específicas para cada país. Deste modo, com o objetivo de tornar a operação do sistema elétrico segura e eficiente para todas as entidades ligadas à rede, quer produtores, fabricantes dos equipamentos ou consumidores, a ENTSO-E criou códigos de rede, onde definiu uma estrutura comum de requisitos de ligação à rede para todas as unidades de geração, (geradores síncronos, assíncronos), sendo estes requisitos válidos para todas as novas unidades de geração e também para as já existentes. As diferenças entre os códigos de rede dos vários países seriam apenas justificadas pelos requisitos técnicos específicos de cada sistema elétrico, devido à rede do próprio país, o tamanho, as interligações com redes de países vizinhos e ao mix energético.

A aplicabilidade dos códigos de rede depende do nível de tensão no ponto de ligação à rede e da capacidade máxima de unidades de geração [28]. Dos benefícios dos códigos destacam-se:

- Independentemente do tipo de produção ou tecnologia instalada, os operadores do sistema elétrico podem estar descansados em como o sistema se manterá a funcionar de acordo com a forma específica.
- Os fabricantes dos equipamentos podem desenvolver as suas tecnologias, mas cumprindo os requisitos definidos
- Os promotores dos projetos de produção de energia elétrica têm uma gama mais alargada de fornecedores.

É esperado que os parques eólicos, como as unidades de geração convencionais, forneçam à rede serviços auxiliares, tais como controlo de frequência, controlo de potência ativa e reativa, capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Estes requisitos variam consoante o país, como já foi referido, e estes podem ser agrupados em vários temas, como[29]:

- Tolerância de funcionamento;
- Controlo de tensão e potência reativa;
- Controlo de potência ativa e respostas a variações de frequência;
- Dispositivos de proteção;
- Qualidade da energia fornecida;

- Comunicação e controlo externo.

### 3.1.1 Tolerância de Funcionamento

Os requisitos de Tolerância de Funcionamento definem os limites de tensão e frequência e a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão ( *Fault Ride-through*). Os limites de tensão e de frequência são os limites máximos e mínimos de operação, ao qual o gerador eólico deve permanecer em funcionamento em regime permanente, estes limites podem ser ajustados para variações rápidas. A sobrevivência a cavas de tensão foi imposta para evitar a perda significativa dos parques eólicos em caso de defeitos na rede. No passado, os parques eólicos só se desligavam da rede quando um defeito elétrico fosse detetado de forma evitar danos permanentes quando ocorresse uma diminuição de tensão da rede até níveis críticos de operação da rede e dos grupos geradores e, por outro lado, para evitar a elevação de correntes (contribuição para o defeito) enquanto a tensão recuperasse. No entanto, com o aumento da integração da capacidade de energia eólica no sistema de energia ao longo dos anos, verifica-se que ao saírem de serviço podem gerar problemas no controlo de frequência e tensão no sistema e num pior cenário, um colapso do sistema elétrico [29].

A condição técnica *fault ride through* aborda principalmente o projeto do controlador de turbina eólica de tal forma que a turbina eólica deverá ser capaz de permanecer ligada à rede durante falhas de rede e deverá também contribuir para o controlo da tensão em condições de defeitos simétricos e assimétricos. Esta ligação deve durar por períodos de tempo muito curtos. A capacidade FRT é normalmente especificada através de uma curva de tempo/tensão que limita a magnitude e a duração da cava de tensão no ponto de ligação à rede. Dentro deste perfil o parque eólico é obrigado a permanecer ligado, enquanto, fora do perfil, o gerador é disparado imediatamente para proteger o seu equipamento.

Para além de as instalações de produção eólica terem de suportar a operação, devem, também, contribuir para a restauração do nível de tensão da rede injetando corrente reativa. Esta capacidade é vista como crucial para uma recuperação mais rápida do sistema de energia. A turbina eólica não deve consumir energia reativa enquanto a recuperação de tensão está em curso e a geração de corrente reativa não deve ultrapassar 90% da corrente total injetada na rede. A figura 3.2 revela que não há absorção de potência reativa até a recuperação de tensão total. Esta restrição pode evitar instabilidade adicional na tensão da rede [30].

Esta tolerância difere de país para país.

Em Portugal, o Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, portaria nº596/2010 legisla sobre o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e Distribuição (RRD) [8].

As condições particulares de ligação de instalação de produção eólica à RND são:

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem cumprir os seguintes requisitos:
  - Receber ordens de abertura do disjuntor de interligação, por atuação de proteções de rede;

- Comutar as parametrizações das proteções de interligação através de telecomando atuado pelo operador da rede de distribuição.
- As instalações de produção eólica devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede nas seguintes condições:
  - Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5Hz
  - Componente inversa da corrente, até 5% da corrente nominal.
- As instalações de produção eólica com potência superior a 6MVA devem permanecer ligados à rede durante as cavas de tensão decorrentes de defeitos. Sempre que a tensão no lado da rede de distribuição esteja acima da curva apresentada na figura 3.1, não pode consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão

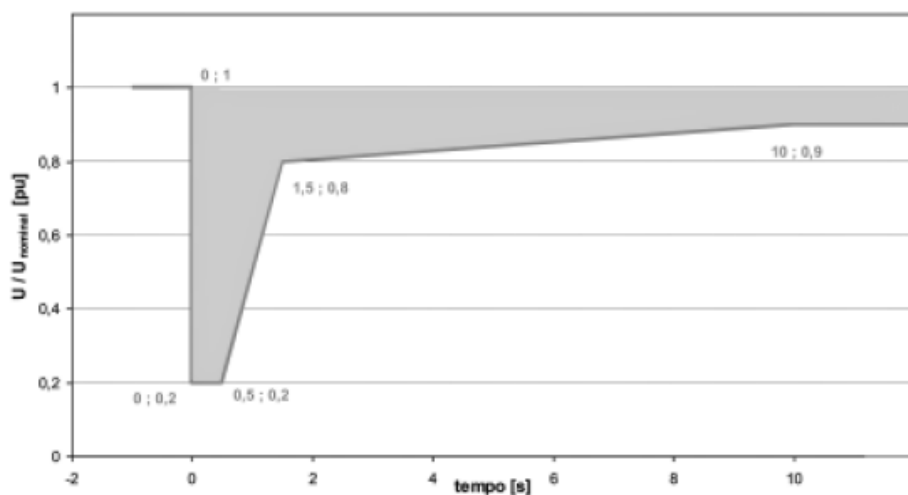


Figura 3.1: Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão (retirado de [8])

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão na rede de distribuição, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal.

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem fornecer corrente reativa durante as cavas de tensão, de acordo com a figura 3.2, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante as cavas de tensão deve iniciar-se com um atraso máximo de 50 ms após a detecção da mesma.

Em Espanha, a produção eólica deve ser capaz de suportar cavas de tensão resultantes da ocorrência de curto-circuitos trifásico, bifásico à terra ou monofásico, com perfis de magnitude e duração mostrada na figura 3.3. Ou seja, o desligamento não ocorrerá para quedas de tensão

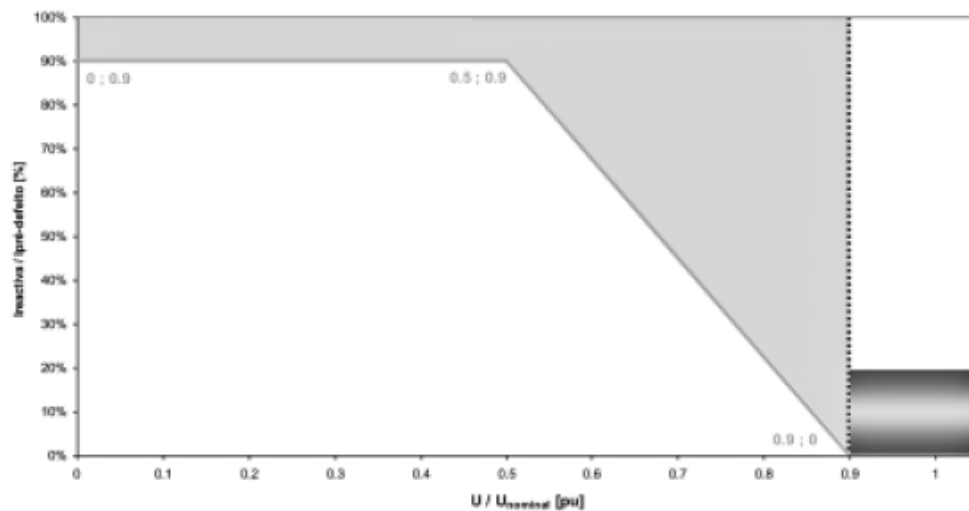


Figura 3.2: Requisitos de injeção de corrente reativa durante uma variação de tensão (retirado de [8])

no ponto de interligação da rede, como mostra o sombreado da figura 3.3. No caso de curto-circuitos bifásicos sem ligação à terra, também não há desconexão, mas difere apenas no facto de o limite inferior de tensão ser 0.6 p.u em vez de 0.2 pu.

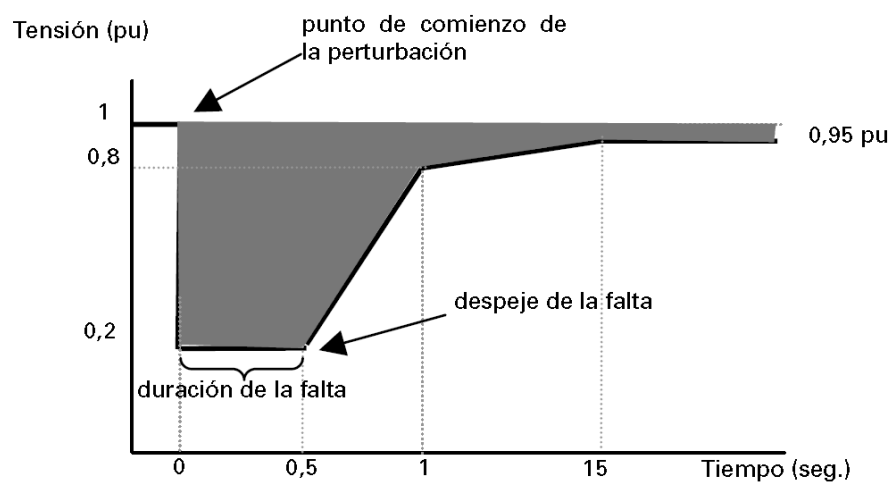


Figura 3.3: Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão (Espanha) (retirado de [9])

Durante a ocorrência do defeito, no período de recuperação da tensão e após a sua extinção, é imposta aos aerogeradores a injeção de corrente reativa de acordo com a curva da figura 3.4, esta injeção dever ser feita durante 150 milissegundos imediatamente após o início do defeito ou imediatamente após a extinção do mesmo.

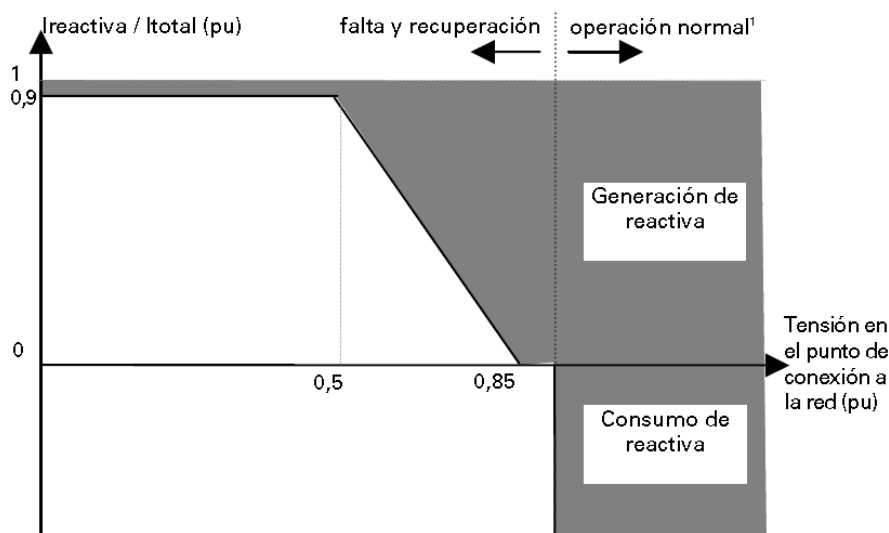


Figura 3.4: Curva de fornecimento de reativa durante as cavas de tensão (Espanha) (retirado de [9])

[9]

No Reino Unido, os produtores ligados à rede de distribuição devem permanecer ligados à rede durante defeitos e desequilíbrios de tensão na rede. Perante a ocorrência de cavas de tensão devem injetar potência reativa para suporte de tensão da rede.

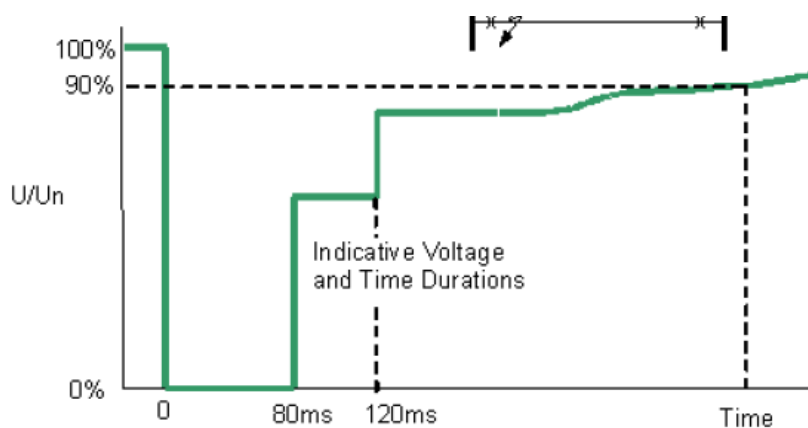


Figura 3.5: Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão até 140ms (Reino Unido) (retirado de [10])



Para a recuperação do curto de circuito, na rede, superior a 140 ms de duração, é imposta às instalações de produção eólica suportarem as cavas de tensão, tendo em conta os níveis de tensão e o tempo associado como mostra o figura 3.6 em que a linha preta do gráfico representa o nível de tensão e o tempo associado.

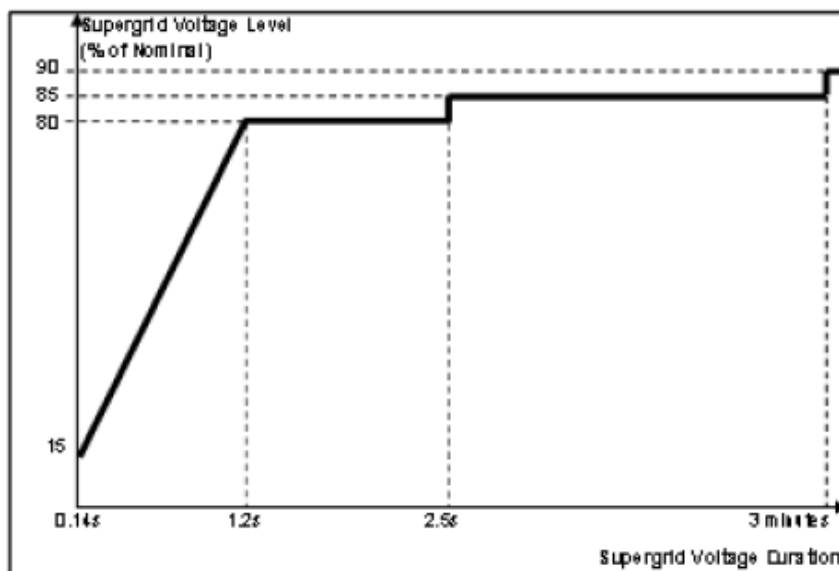


Figura 3.6: Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão superior 140ms (retirado de [10])

[10]

Na Dinamarca, os requisitos técnicos do regulamento são divididos nas seguintes categorias, com base na potência nominal instalada.

Tipo A: centrais eólicas com potência superior a 11 kW até 50 kW;

Tipo B: centrais eólicas com potência superior a 50 kW até 1,5 MW;

Tipo C: centrais eólicas com potência superior a 1,5 MW até 25 MW;

Tipo D: centrais eólicas com potência superior a 25 MW;

Para centrais com categoria de tipo A, os requisitos de operação face aos desvios de tensão e frequência estão representados na figura 3.7 em que U representa a tensão da rede à qual a central está ligada.

Relativamente a centrais eólicas da categoria B, C e D os requisitos de operação face aos desvios de tensão e frequência estão representados na figura 3.8.

O suporte dinâmico da rede aplica-se às centrais eólicas acima de 1,5 MW, categoria C e D. As instalações de produção eólica devem ser projetadas para aguentarem transitórios (80-100ms) de desfaseamento até 20° no ponto de ligação sem interromper ou reduzir a potência. É imposto também que as condições normais de produção sejam restabelecidas ao fim de 5 segundos após a rede recuperar o estado de funcionamento normal. As instalações de produção, com potência superior a 200 kW, instaladas em redes com tensão nominal inferior a 100kV, devem ser projetadas

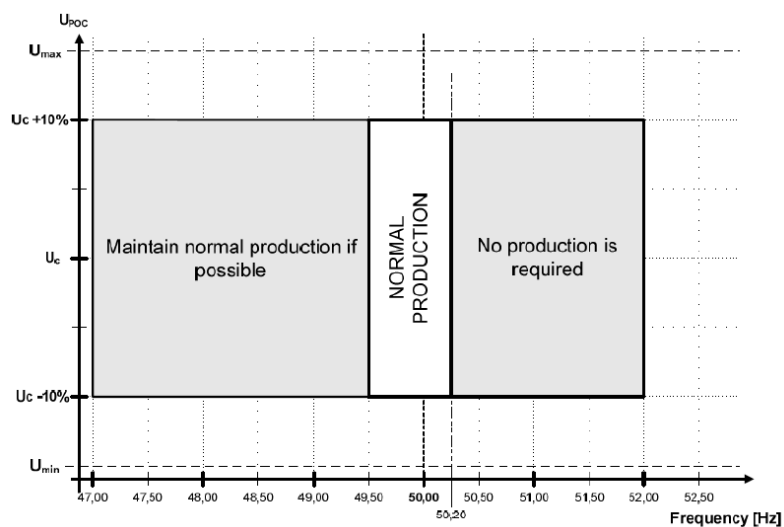


Figura 3.7: Requisitos de produção de potencia ativa, em caso de flutuações de tensão e frequência, categoria A (retirado de [11])

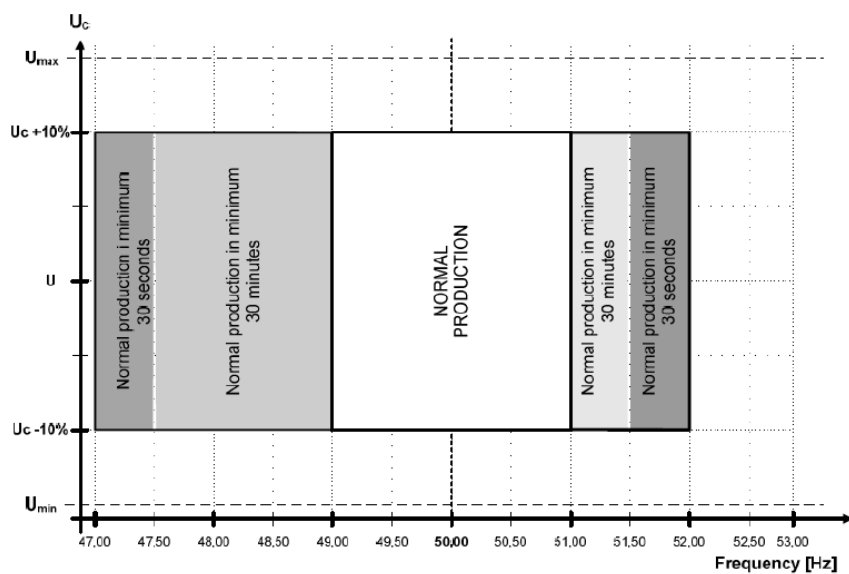


Figura 3.8: Requisitos de produção de potencia ativa, em caso de flutuações de tensão e frequência, categoria B,C e D (retirado de [11])

para aguentarem quedas de tensão sem interrupções e adicionalmente entregarem corrente reativa. Devem ser cumpridos os seguintes requisitos em caso de defeitos simétricos e assimétricos. Isto significa que se aplicam a defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos.

Os requisitos estão divididos em 3 áreas:

- Área A: a central deve permanecer ligada à rede e manter as condições normais de operação;

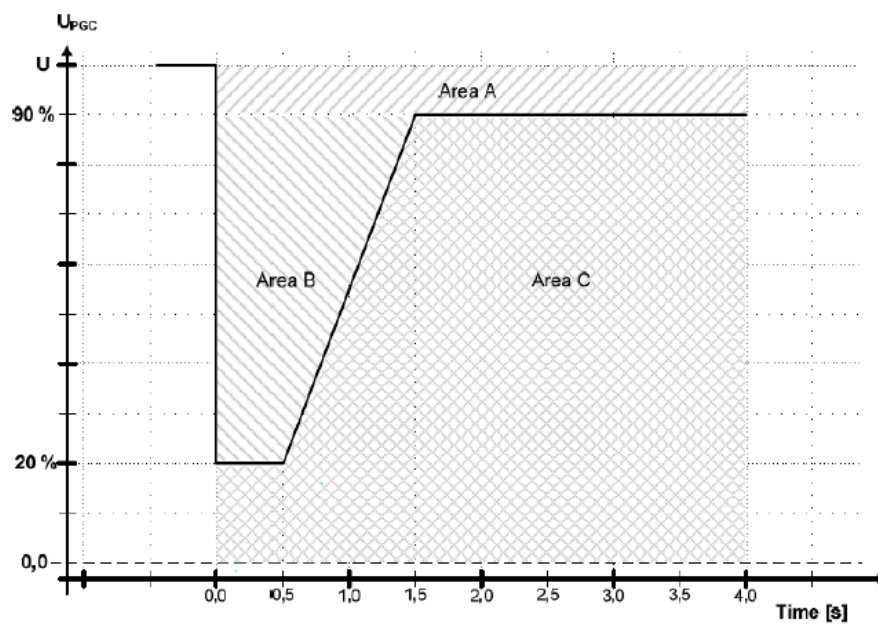


Figura 3.9: Curva tensão-tempo de sobrevivência a cavas de tensão (Dinamarca) (retirado de [11])

- Área B: a central deve manter-se ligada à rede e deve fornecer uma quantidade definida de corrente reativa de forma a contribuir para o suporte de tensão da rede
- Área C: a central pode ser desconectada da rede.

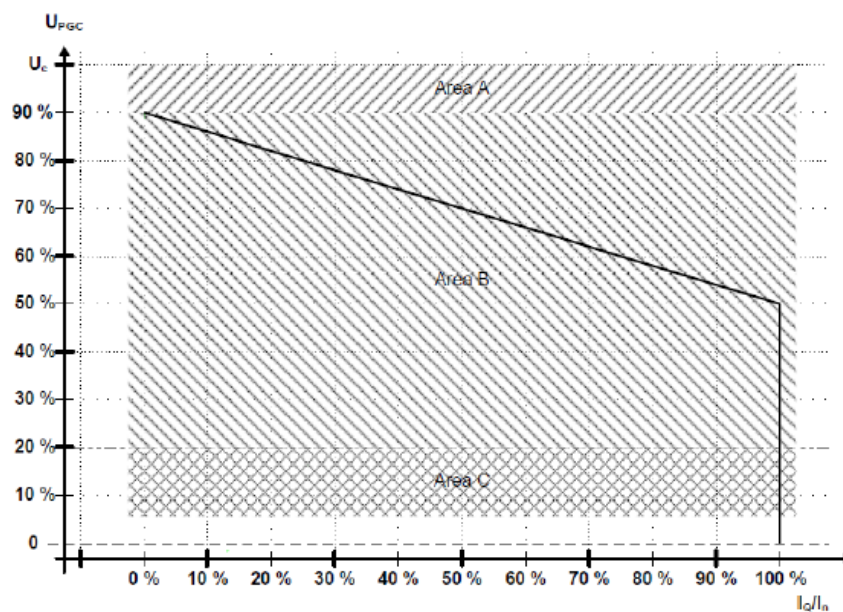


Figura 3.10: Curva de fornecimento de reativa durante cavas de tensão (Dinamarca) (retirado de [11])

Como foi referido, quando a central opera nas condições da área B, é imposto que forneça uma quantidade de corrente reativa, de acordo com a figura 3.10, de forma a contribuir o suporte de tensão. Os valores apresentados no eixo das abcissas representam a percentagem de corrente reativa em relação à corrente total injetada.[11][31][32]

### 3.1.2 Controlo de tensão e potência reativa

A produção e o consumo de energia reativa permite ao operador da rede controlar o perfil de tensão em todo o sistema. Nesse sentido, é também exigida aos geradores eólicos a capacidade de fornecer este tipo de controlo. O controlo de potência reativa pode ser feita mediante a regulação do fator de potência da máquina, que normalmente se encontra em 1, mas o valor fixo pode ser alterado ocasionalmente, por exemplo, durante o inverno e o verão. Em alternativa, a turbina eólica pode ser solicitada, para regular a potência reativa dentro de uma terminada gama de valores e em função dos requisitos a especificar em cada momento pelo operador de rede. [29]

Em Portugal, relativamente à energia reativa nas ligações à RNT[8]:

Todos os produtores em regime especial ligados à RNT devem, nas horas cheias e ponta, fazer acompanhar, em regime normal de funcionamento, o fornecimento de energia ativa, injetada no ponto de ligação, de uma quantidade de energia reativa de acordo com a tabela 3.1.

Tabela 3.1: Fornecimento de energia reativa RNT

Tensão nominal no ponto de ligação	tg	
	Horas CP	Horas VS
MAT	0,2	0
AT	0.2	0

Os valores presentes na tabela 3.1, para as quantidades de energia reativa, admitem uma tolerância de  $\pm 5\%$  da energia ativa no mesmo período. Podemos constatar também que nas horas CP, deve ser fornecido uma quantidade de reativa igual a 20% da energia ativa e nas horas de Vazio e super vazio não é permitido o fornecimento de energia reativa. Os desvios de produção de energia reativa contabilizados em módulo, em intervalos de sessenta minutos, que ultrapassem uma banda de  $\pm 5\%$  da energia ativa no mesmo período serão pagos pelo produtor ao operador de rede de transporte aos preços fixos no tarifário de energia reativa para o nível de tensão no ponto de ligação.

Relativamente à energia reativa nas ligações à RND:

Na produção em regime ordinário:

- Os produtores devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa correspondente, no mínimo, a 40% da energia reativa fornecida, durante intervalos de sessenta minutos.
- Os produtores nas horas Vs, não devem fornecer energia reativa

Por iniciativa do ORD pode acordar com o produtor a modificação do regime de fornecimento de energia reativa fora das horas VS.

A energia reativa em déficit nas horas CP e a fornecida nas horas VS, é paga pelo produtor ao ORD aos preços fixados no tarifário para o nível de tensão da interligação Na produção em regime especial:

- Todos os produtores devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, apurada em intervalos de 60 min, de acordo com a tabela 3.2.

Tabela 3.2: Fornecimento de energia reativa RND

Tensão nominal no ponto de ligação	tg	
	Horas CP	Horas VS
AT	0	0
MT (P>6 MW)	0	0
MT (P≤6 MW)	0,3	0
BT	0	0

- Relativamente aos valores fixados para o fornecimento de energia reativa, admite-se uma tolerância de  $\pm 5\%$  da energia ativa no mesmo período.
- Os produtores não devem, nas horas Vs, fornecer energia reativa.

Os desvios de produção de energia reativa contabilizados em módulo, em intervalos de sessenta minutos, que ultrapassem uma banda de  $\pm 5\%$  da energia ativa no mesmo período, serão pagos à ORD pelo produtor aos preços fixados no tarifário de energia reativa para o nível de tensão no ponto de ligação. Para as ligações em AT e MT com potência de ligação superior a 6 MW, os produtores suportarão, previamente à ligação da instalação de produção à rede, o custo dos equipamentos necessários para produzir a energia reativa, que será pago ao ORD. O custo a suportar corresponderá a uma potência reativa de 30% da potência de ligação para os níveis de tensão acima citados.

Em Espanha, o controlo de tensão por injeção de potência reativa é[12]:

- Operador da rede de distribuição:
  - Hora de ponta: o consumo de potência reativa não poderá exercer os 33% do consumo de potência ativa ( $\cos \varphi \geq 0,95$  indutivo)
  - Hora de vazio: não poderá existir entrega de potência reativa a rede de transporte ( $\cos \varphi \geq 1$  indutivo)
  - Hora de cheia: o consumo de potência reativa não poderá exercer os 33% do consumo de potência ativa e não poderá existir entrega de potência reativa à rede de transporte ( $0,95 \text{ indutivo} < \cos \varphi < 1,00 \text{ indutivo}$ )
- Os produtores em regime especial: entre  $\cos \varphi \geq 0,98$  em atraso e  $\cos \varphi \geq 0,98$  em avanço.

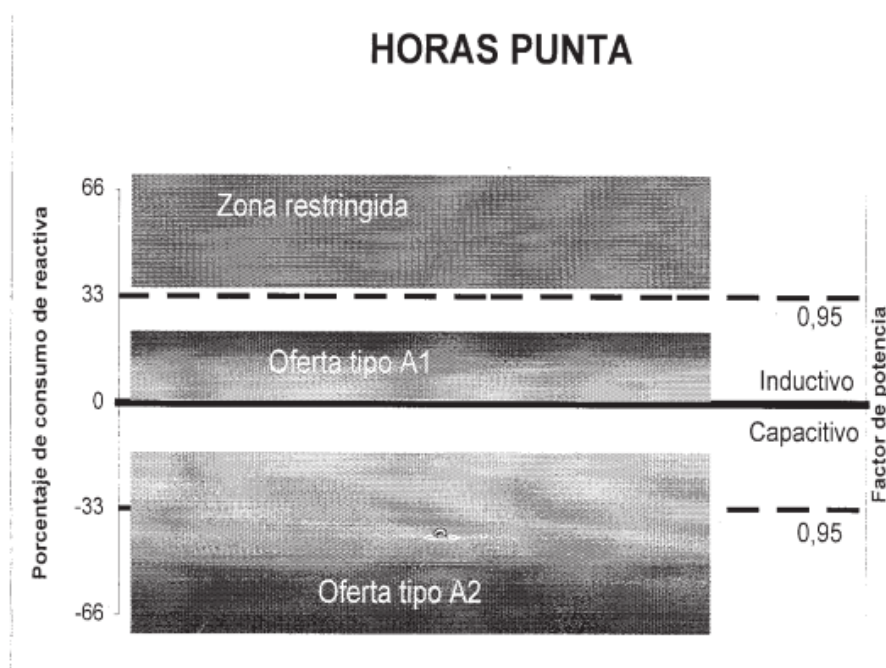


Figura 3.11: consumo de potência reativa em horas de ponta (retirado de [12])

Zona restringida: zona de incumprimento dos requisitos obrigatórios do consumo de reativa superior a 33% por 100% do consumo de ativa;

Zona A1: oferta de um consumo máximo de reativa inferior a 33% por 100% do consumo de ativa;

Zona A2: oferta de uma determinada entrega mínima de reativa.

No código de rede Dinamarquês[11][31][32], as funções de controlo para o fornecimento de potência reativa injetada na rede podem ser de dois tipos, o Q control e power factor control.

O Q control presente na figura 3.12, tem como função controlar a injeção de potência reativa na rede, independente da potência ativa no ponto de ligação. E tem uma precisão de 1 KVar.

O Power factor control tem como função o controlo de potência reativa proporcional a potência ativa no ponto de ligação.

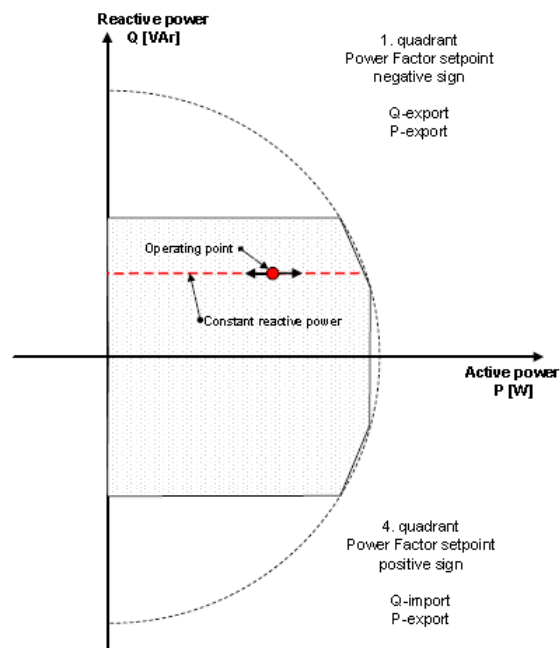


Figura 3.12: Função de controlo de potência reativa (Dinamarca) (retirado de [11])

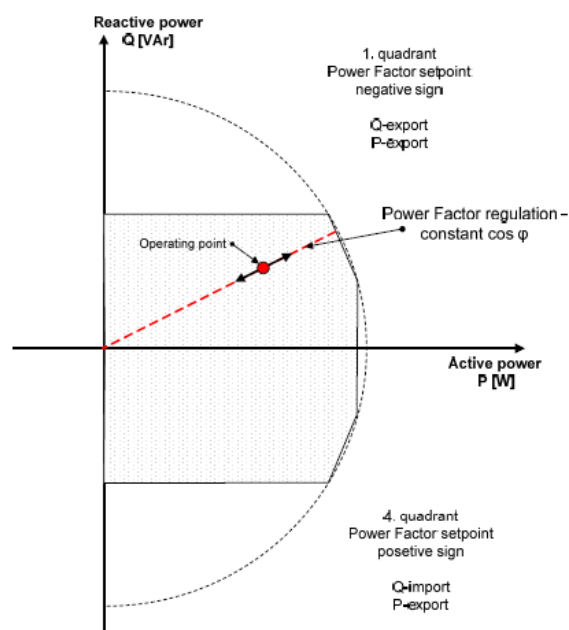


Figura 3.13: Controlo de fator de potência (Dinamarca)(retirado de [11])

A injeção de potência reativa pode ainda ser controlada de forma a manter a tensão dentro dos limites, entre o mínimo e o máximo, com uma precisão de 0,5% ou mais da tensão nominal. Neste

tipo de controlo, pode ser possível ajustar a relação entre a potência reativa injetada e a tensão no ponto de ligação. Esta relação poder ser definida por “*droop*” e permite ajustar a resposta dos aerogeradores às variações de tensão.

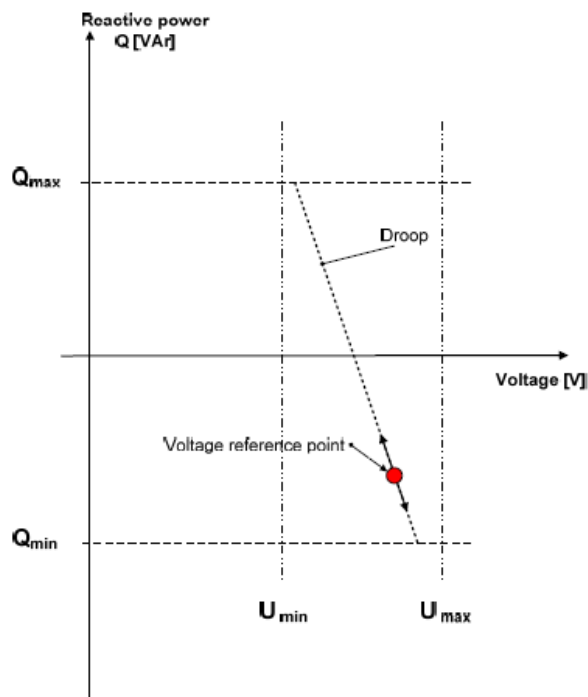


Figura 3.14: Função de controlo de tensão (Dinamarca) (retirado de [11])

Os limites de operação para a injeção de potência reativa são definidos consoante a potência nominal da central de energia eólica.

Para a categoria A, a central eólica deve funcionar com um fator de potência entre 0,95 e 1,0.

Para a categoria B, a central eólica deve situar o ponto de operação do fator dentro dos intervalos definidos pela área da figura 3.15.



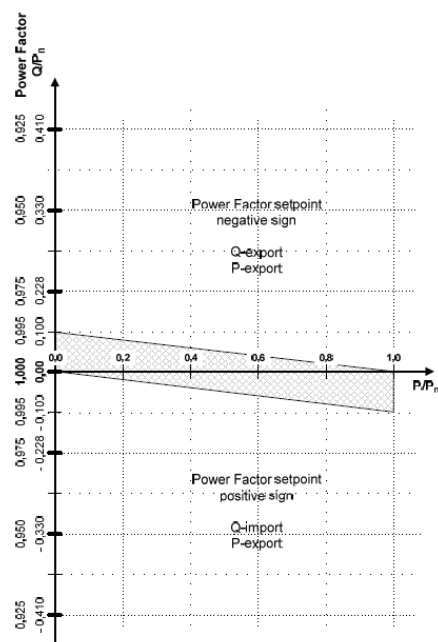


Figura 3.15: Limites de operação para centrais de categoria B, relativamente a entrega de potencia reativa em função do nível de potencia ativa (retirado de [11])

Para a categoria C, a central eólica deve situar o ponto de operação do fator dentro dos intervalos definidos pela área da figura 3.16.

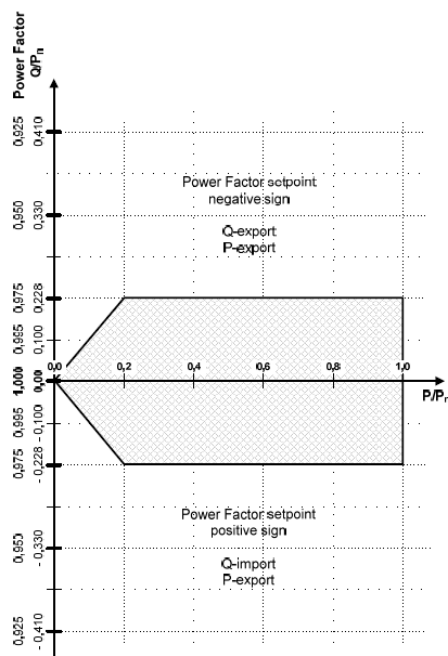


Figura 3.16: Limites de operação para centrais de categoria C, relativamente a entrega de potencia reativa em função do nível de potencia ativa (retirado de [11])

Nesta categoria deve ser possível entregar potência reativa no intervalo de tensão indicado na figura 3.17.

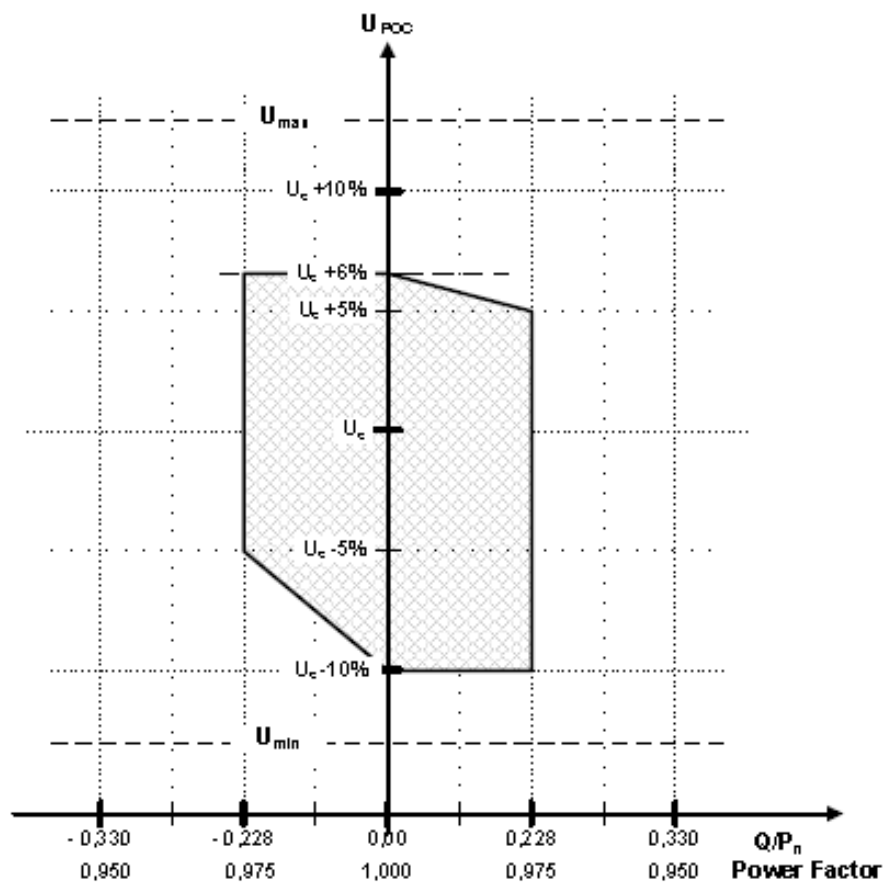


Figura 3.17: Limites de operação para centrais de categoria C, relativamente a entrega de potencia reativa em função da tensão no ponto de ligação (retirado de [11])

Para a categoria D, a central eólica deve situar o ponto de operação do fator dentro dos intervalos definidos pela área da figura 3.18.

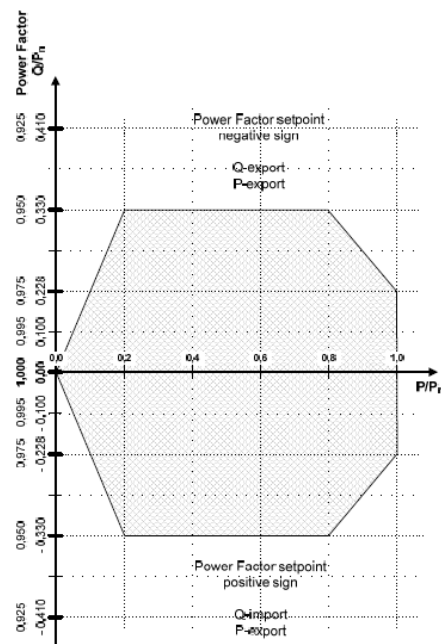


Figura 3.18: Limites de operação para centrais de categoria D, relativamente a entrega de potencia reativa em função do nível de potencia ativa (retirado de [11])

Aqui a injeção de potência reativa deve ser feita no intercalo de tensão indicado na figura 3.19

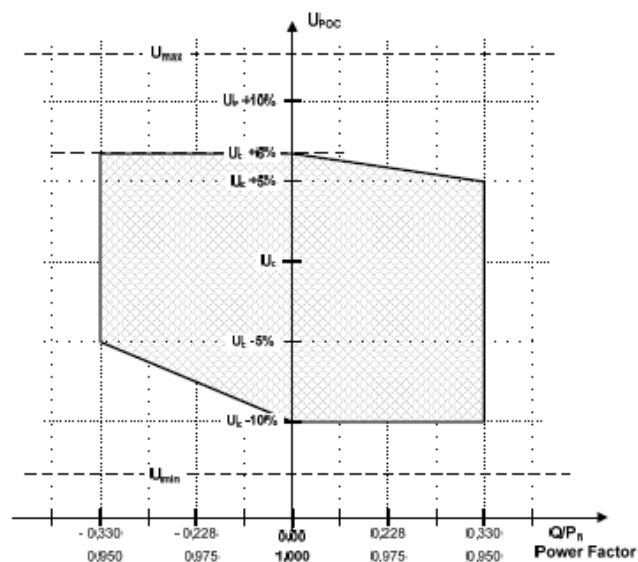


Figura 3.19: Limites de operação para centrais de categoria D, relativamente a entrega de potencia reativa em função da tensão no ponto de ligação (retirado de [11])

### 3.1.3 Controlo de Potência ativa e resposta a variações de frequência

Os requisitos desta secção referem-se à capacidade de qualquer gerador regular a sua potência de saída e para isso é necessário regular a fonte de energia primária.

No caso dos geradores eólicos, a regulação não pode ser feita desta forma pois, a velocidade do vento não é contante, e esta não pode ser regulada. Sendo assim, a regulação da potência entregue à rede pode ser feita através do controlo do ângulo de pás ou da velocidade de rotação da máquina.

Quando o controlo é feito nos parques eólicos, é possível desligar alguns aerogeradores para que depois sejam ligados quando for necessário para injetar mais potência, mas atualmente, com a tecnologia presente dos geradores eólicos, não se justifica a utilização deste tipo de controlo pois está a ser desperdiçada energia com a não utilização de algumas máquinas, e é possível regular a potência ativa de forma mais rápida e eficiente recorrendo ao controlo de *pitch* ou da velocidade de rotação e pode ser exigido que os aerogeradores controlem a taxa de variação da potência entregue à rede.

A capacidade dos geradores aumentarem a potência de saída para responder a variações de frequência no sistema durante um aumento inesperado de consumo ou após a perda de um gerador na rede é importante para a operação do sistema.

Como já foi referido anteriormente, não é possível controlar a velocidade do vento, por isso, quando ocorre um abaixamento de frequência, o aerogerador não consegue aumentar a sua potência repentinamente, só se o vento for favorável, assim é necessário que a potência produzida seja inferior à potência máxima, consequentemente os geradores são colocados com uma margem de reserva de potência, o que permite que, em caso de redução da frequência, possam responder aumentando a potência de saída até ao ponto de máxima extração de potência e em caso de aumento de frequência, diminuam a potência de saída. Mas esta margem de reserva tem o seu problema, pois em funcionamento normal, uma quantidade de energia disponível está a ser desperdiçada pois este é um recurso que está disponível gratuitamente e não é a opção mais economicamente interessante para fazer o controlo da frequência. No caso das centrais convencionais, este problema não é tão significativo, uma redução da potência de saída implica uma redução no gasto de combustível, o desperdício que pode existir é apenas relativo à diminuição do rendimento da máquina.

Para grandes níveis de integração, é uma das soluções a ter em conta, assim como os sistemas que combinam a produção eólica com a produção hídrica. [29]

Na Europa Continental[13], a frequência do sistema elétrico corresponde ao equilíbrio entre a potência gerada e consumida. Qualquer desvio entre a potência gerada e consumida cria um desequilíbrio de frequência. No caso de um aumento súbito de carga ou diminuição de geração, a frequência decresce e vice-versa. Deste modo, segundo os requisitos da rede, os geradores eólicos devem ser capazes de se manterem conectados à rede dentro dos valores e tempos especificados na tabela 3.3.

Com efeito, os geradores eólicos deverão ser capazes de fornecer controlo de potência ativa, ajustando a sua produção de potência ativa através de um controlo *droop*, representado na figura 3.20. Este requisito tem por objetivo ajudar na estabilidade da frequência.

Tabela 3.3: Períodos de tempo em que os geradores deverão ser capazes de se manterem ligados à rede

Gama de Frequências	Período de Operação
47,5-48,5Hz	A ser definido pelo TSO (não menos de 30 min)
48,5-49,0Hz	A ser definido pelo TSO (não menos de que o período anterior)
49,0-51,0Hz	Ilimitado
51,0-51,5Hz	30 minutos

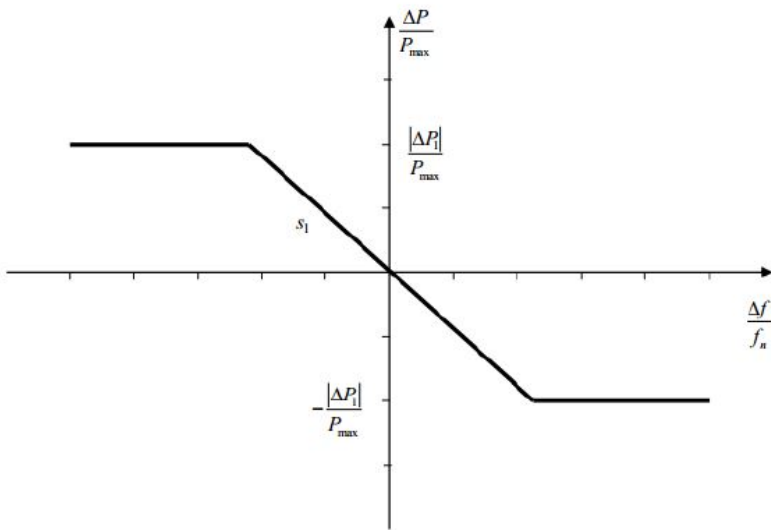


Figura 3.20: Controlo de potência ativa (retirado de [13])

Na figura 3.20,  $P_{max}$  representa a capacidade máxima, o  $\Delta P$  é o desvio de potência ativa gerada, a  $f_n$  é a frequência nominal na rede (50 Hz) e o  $\Delta f$  é o desvio de frequência na rede. Estes valores são especificados pelo operador de rede, dentro da gama de valores presente na figura 3.21.

Parâmetros	Gamas
$\frac{ \Delta P }{P_{max}}$	1,5 - 10%
$ \Delta f $	10 - 30 mH
$\frac{ \Delta f }{f_n}$	0,02 - 0,06 %
<i>Deadband</i>	0 - 500 mHz
<i>Droop s1</i>	2 - 12 %

Figura 3.21: Parâmetros específicos (retirado de [13])

No Reino Unido, no caso de variação de frequência os parques eólicos devem ter a capacidade de controlo primário e secundário de frequência. Quando a frequência cai, um desvio de frequência igual ou superior a 0,5 Hz, a potência de saída do gerador deve aumentar em uma quantidade igual à resposta primária, dentro do período de tempo 0 e 10 s e ser sustentada por mais 20 s. Os geradores devem manter a potência ativa na resposta secundária de 30 s a 30 min para estabilizar a frequência. No caso de um aumento de frequência, a potência ativa do gerador deve diminuir em uma quantidade igual à resposta de alta frequência dentro do período de tempo 0 e 10 s [33].

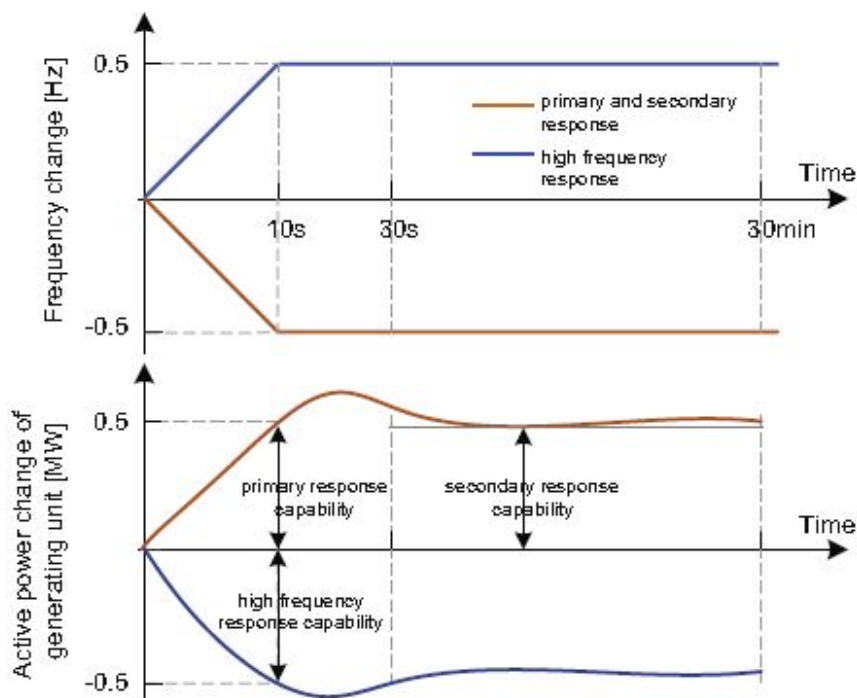


Figura 3.22: Resposta à variação de frequência do gerador (Reino Unido) (retirado de [14])

Em Hydro-Quebec obriga a que os parques eólicos com potência nominal maior que 10MW devem ter sistema de controlo de frequência que ajuda a reduzir desvios de frequência rede ( $> 0,5$  Hz) e de curto prazo ( $< 10$  s) [16].

A Alemanha exige que os parques eólicos reduzam sua produção de energia disponível quando a frequência da rede é maior do que os valores normais. Os parques eólicos com uma capacidade nominal inferior a 100 MW podem fornecer uma resposta primária através de um acordo com o operador do sistema de transmissão (TSO). Num desvio de frequência de  $+0,2$  Hz, a resposta primária do gerador deve ser capaz de mudar em  $+2\%$  da potência nominal uniformemente em 30 s e ser mantida pelo menos 15 min. Se a frequência aumentar para um valor superior a  $50,5$  Hz, o TSO pode exigir uma redução da potência ativa [34].

Em Espanha, há planos para implementar um novo procedimento operacional fortalecer os requisitos para o controlo de potência e controlo de frequência de geradores eólicos. Isso inclui a participação nos esquemas de controlo de energia e frequência e, além disso, são necessários

requisitos para a emulação de inércia nos conversores de energia eólica [35].

O Código Irlandês impõe que os parques eólicos tenham a capacidade de um sistema de controlo que possibilite o controlo de potência ativa através de um *set-point* enviado pelo operador da rede ou em função de frequência do sistema. O sistema de controlo deve ter a capacidade de cumprir os requisitos de funcionamento da figura 3.23

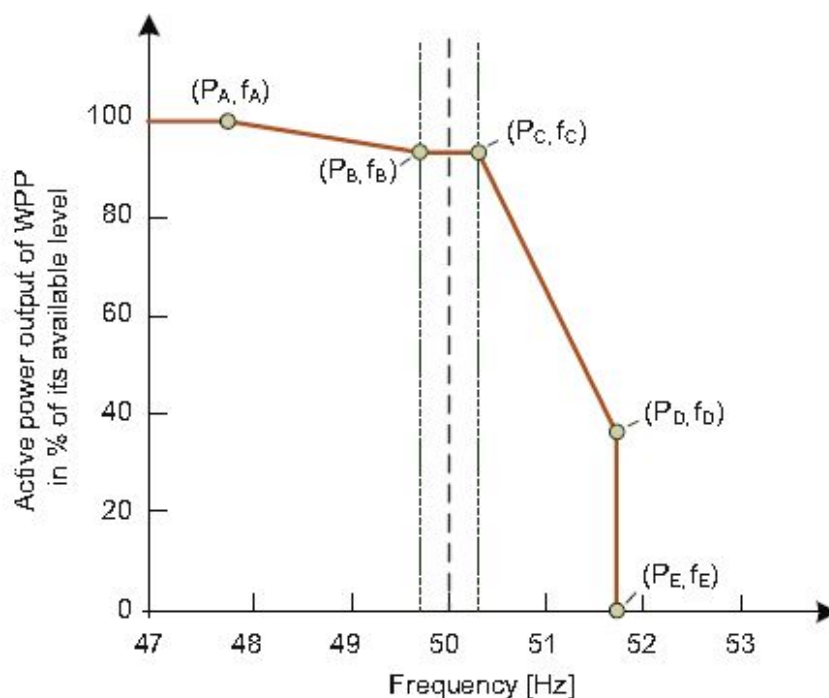


Figura 3.23: Regulação de frequência imposta pelo código Irlandês (retirado de [14])

Em condições normais de operação, o aerogerador encontra-se a funcionar entre os pontos PB e PC, possuindo uma margem de reserva. Caso a frequência desça abaixo do limite PB, o sistema de controlo deve fazer aumentar a potência produzida de acordo com a característica definida pela linha PB-Pa. Caso a frequência aumente, ultrapassando o ponto C, a potência é reduzida de acordo com a característica da linha PC-PD-PE. [14]

De acordo com o Código da Dinamarca, os parques eólicos devem ter a capacidade de fornecer controlo de frequência caso haja uma perturbação. O código define dois modos de operação para a regulação de frequência imposta às centrais eólicas com potência instalada superior a 25 MW como mostra a figura 3.24 e 3.25. As medições de frequência devem ser realizadas com uma precisão de 10 mHz ou superior e com um desvio padrão de  $\pm 5$  mHz ou inferior. Deve ser possível definir a função de controlo de frequência para todos os pontos de frequência mostrados na Figura 10, assim como deve ser possível ajustar as frequências  $f_{min}$ ,  $f_{max}$  e  $f_1$  a  $f_7$  para qualquer valor na faixa de 47,00 - 52,00 Hz com uma precisão de 10 mHz. Em funcionamento normal, o ponto de operação encontra-se entre os pontos  $f_2$  e  $f_3$ , contendo uma reserva de potência ativa representada por  $P_{delta}$ . Os pontos de frequência  $f_1$  a  $f_4$  podem produzir diferentes curvas

de resposta de frequência de acordo com os requisitos e definem uma banda de controlo para a regulação primária de frequência. Caso a frequência da rede ultrapasse o valor definido por  $f_5$ , a potência injetada só aumenta depois de a frequência atingir o ponto definido por  $f_7$ . O controlo deve começar 2 segundos após a deteção de uma mudança de frequência e deve ser concluída dentro de 15 segundos.

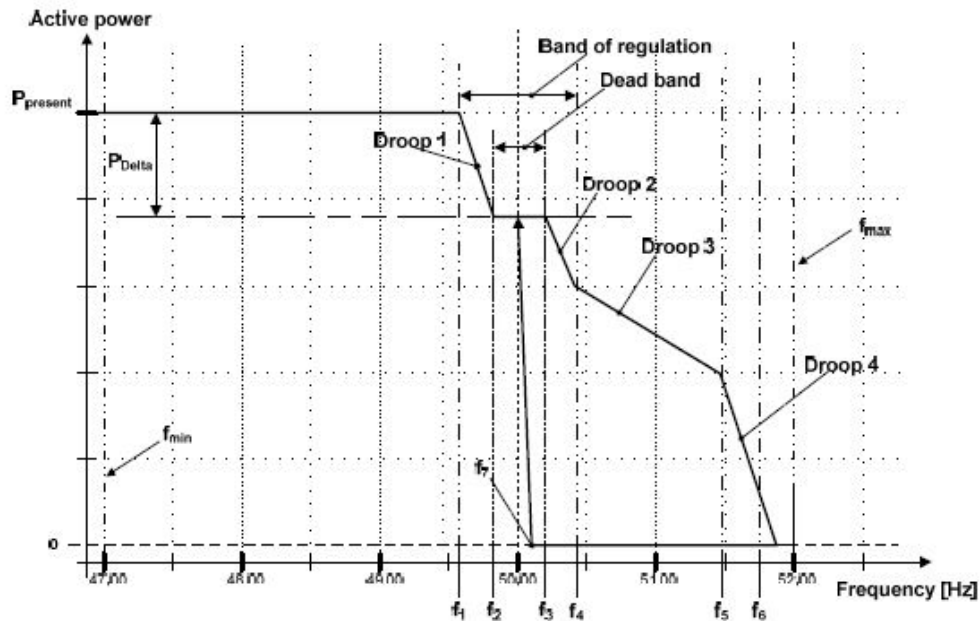


Figura 3.24: Curva característica do controlo de frequência (retirado de [11])





- Medição e comparação com os limites máximos de *flicker* que podem ser causados pelas manobras de ligação ou retirada de serviço;
- Avaliação de possíveis quedas de tensão causadas pela colocação em funcionamento dos aerogeradores e transformadores;
- Estimar a corrente harmónica máxima e comparar com os limites aplicados.

### 3.1.6 Comunicação e controlo externo

No sistema elétrico com o aumento de integração de unidades de produção dispersa, é necessário para o operador do sistema obter informações em tempo real das condições de operação de todas as unidades de produção. O acesso a tal informação pode ser crucial no caso de um defeito na rede em que seja preciso fazer alterações rápidas ao funcionamento do sistema elétrico. Para este efeito, são feitos acordos entre o operador do sistema e os operadores dos geradores eólicos para que seja feito o fornecimento constante de informação sobre o seu estado de funcionamento [29].

## 3.2 Emulação de Inércia

Quando há um desequilíbrio entre a carga e a produção pode provocar uma variação de frequência e os geradores síncronos respondem a este desequilíbrio de forma a colocar o sistema em modo de operação normal. E esta resposta é constituída por três fases, como podemos verificar na figura 3.26.

Numa primeira fase, logo nos primeiros segundos, existe uma resposta inercial, quando há um aumento de carga, o binário elétrico aumenta de forma a satisfazer a carga, mas o binário mecânico fica constante, dado que o aumento da energia primária fornecida à turbina não é instantâneo e depende do tipo de central, provocando assim uma desaceleração do rotor da máquina e consequentemente uma diminuição da frequência, podendo ser verificada pela equação do movimento do rotor (3.1). A desaceleração provoca a libertação de energia cinética armazenada no conjunto entre turbina/gerador, contribuindo para a diminuição do desequilíbrio entre a carga e a produção.

$$J\alpha = T_m - T_e \quad (3.1)$$

em que:

- J o momento de inércia
- Alfa aceleração angular
- T<sub>m</sub> e t<sub>e</sub> os binários mecânico e elétrico.

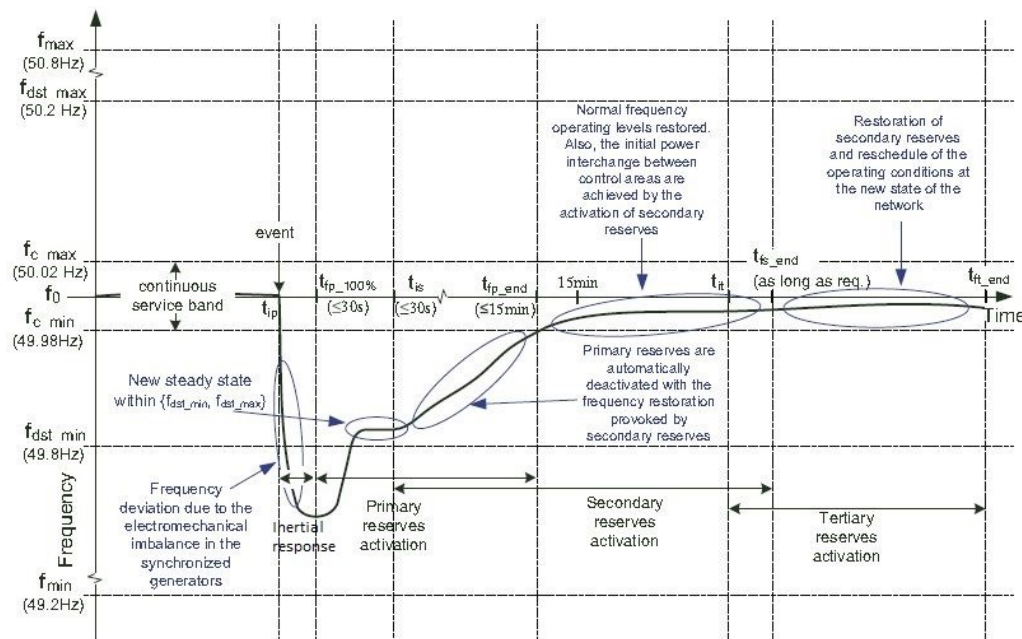


Figura 3.26: Resposta ao controle de frequência pelo gerador (retirado de [14])

Após a resposta inercial, um certo nível de frequência é atingido, e dá-se o controlo primário de frequência da máquina que atua aumentando a energia primária fornecida à turbina, devido ao aumento do binário mecânico, quando o binário mecânico volta a ter o mesmo valor do binário elétrico, a aceleração anula-se e a frequência estabiliza. No entanto, devido à utilização de um sistema de controlo do tipo proporcional na regulação primária de frequência, quando é atingido o equilíbrio, esta estabiliza num valor inferior aos 50 Hz. Para corrigir este desvio de frequência existe um controlo secundário (que é tipicamente centralizado nos sistemas interligados de grande dimensão) que é responsável por definir os *set-points* de potência ativa a produzir por cada unidade geradora, com o objetivo de recuperar os níveis operacionais de frequência normais [14].

- $F_{min}$  e  $F_{max}$ : frequência mínima e máxima esperada após perda de produção ou de carga.
- $F_{dstmin}$  e  $f_{dstmax}$ : frequência mínima e máxima do estado estacionário. Definem uma banda de tolerância para a frequência do sistema após a ocorrência de uma perturbação, fora deste intervalo o controlo primário continua ativo;
- $F_{cmin}$  e  $f_{cmax}$ : limites que definem um intervalo no qual o controlo primário não precisa de ser ativado;
- $t_{ip}$ ,  $t_{is}$  e  $t_{it}$ : tempo máximo para ativação do controlo primário, secundário e terciário de frequência;
- $t_{fpend}$ ,  $t_{fsend}$  e  $t_{ft:end}$ : capacidade mínima de atuação do controlo primário, secundário e terciário de frequência.

Como já foi referido, os geradores de velocidade fixa têm sido substituídos por geradores de velocidade variável com conversão parcial e integral, pois estes têm uma maior eficiência e uma maior capacidade de controlo. Estas características de funcionamento dos geradores de velocidade variável implicam a utilização de conversores de eletrónica que provocam o desacoplamento entre a frequência da rede e do gerador, permitindo, assim, alargar a gama de variação de velocidade de rotação de forma a maximizar a extração de potência para cada valor da velocidade do vento. Mas o desacoplamento impede os geradores de responderem naturalmente a variações de frequência da rede, diminuindo assim a inércia global do sistema. Assim sendo, quando há um desequilíbrio entre a produção e a carga, a inércia disponível pode não ser suficiente para estabilizar a diminuição de frequência, sendo necessária uma maior injeção de energia primária para equilibrar a frequência. Com o objetivo de contornar o desacoplamento da inércia são dotados nos aerogeradores formas de funções de controlo, que permitem emular a inércia natural das máquinas síncronas ligadas diretamente à rede, aproveitando a energia cinética disponível da rotação das pás da turbina e do geradores para responder aos desvios de frequência. E como os aerogeradores atuais têm uma gama mais alargada de variação de velocidade de rotação, maior será a energia cinética extraída comparativamente com uma máquina convencional equivalente, dado que esta reduz a velocidade de acordo com a descida de frequência da rede, enquanto a operação do aerogerador é independente da frequência da rede, permitindo uma maior redução de velocidade e assim uma maior extração de energia cinética.

No entanto, no desequilíbrio entre a produção e a carga, a resposta inercial apenas permite atenuar a descida de frequência durante os primeiros instantes, e após a resposta inercial é necessário fornecer energia mecânica ao gerador para repor a velocidade e colocar a frequência em níveis desejados, por isso são necessárias novas soluções dotando os geradores de funções de controlo de frequência que possam responder à diminuição de frequência aumentando a potência injetada na rede. A contribuição de cada máquina para a regulação de frequência é dada pelo seu estatismo que corresponde à potência injetada por cada hertz de diminuição da frequência. Como a energia primária é o vento, e esta não pode ser controlada, as soluções identificadas consistem em colocar a máquina a funcionar em regime normal com uma reserva de potência (“*deloading*”), para que quando exista uma diminuição da frequência, seja possível aumentar a potência injetada contribuindo assim para o controlo de frequência.

Com o aumento de integração de energia eólica nas redes tem sido um desafio, durante estes últimos anos, realizar diversos estudos de investigação. De seguida vão ser apresentados trabalhos de investigação sobre o controlo de inércia e a regulação de frequência.

### 3.2.1 Trabalhos Realizados

No trabalho realizado em [36], o principal objetivo é a gestão de energia cinética armazenada e a capacidade dos geradores criarem reservas para o controlo de frequência através de uma estratégia de emulação de inércia e regulação de frequência nos geradores eólicos. Em relação à participação no controlo de frequência são considerados três tipos de operação: participação em carga total, participação em carga parcial e participação em baixa carga. Relativamente à participação em carga total é definida para uma velocidade do vento superior à velocidade do vento nominal, o controlo de *pitch* limita a potência ativa a um valor mais baixo da potência nominal. A participação em carga parcial é utilizada a velocidades de vento próximos do valor nominal, a reserva de potência é obtida através do aumento do *pitch* ou através do afastamento da velocidade de rotação do valor ótimo. Caso a velocidade de rotação seja colocada num valor superior ao valor ótimo, obtém-se uma reserva de potência e um aumento da energia cinética acumulada devido ao aumento da velocidade de rotação. No caso de participação em carga baixa é utilizada a velocidades do vento baixas e como a velocidade do vento é reduzida a potência produzida também é reduzida, por isso os autores destes trabalhos defendem que a solução mais rentável é operar o aerogerador com uma *flywheel*, colocando a velocidade de rotação no valor nominal, aumentando assim a energia cinética acumulada. Para o armazenamento de energia cinética são definidas duas estratégias:

- *Delta Control Through IKES* define uma percentagem de reserva de potência que é mantida para qualquer velocidade do vento. Assim, a energia cinética acumulada varia de acordo com a velocidade do vento. Este método é utilizado para garantir uma reserva fixa de potência de forma a permitir uma regulação de frequência a longo prazo, enquanto a regulação rápida depende da energia cinética acumulada;
- *Constant Kinetic Control* – o *deloading* é alterado conforme a variação da velocidade de vento mantendo uma reserva contraente de energia cinética. Este método é mais adequado para a regulação rápida de frequência.

No trabalho realizado em [37], é feito um estudo no Quebec, Canadá, em que o principal objetivo é fazer o controlo de frequência. Nos requisitos de rede do Quebec os parques eólicos são obrigados a fazer emulação de inércia em resposta a quedas de frequência e reduzir a potência quando há um aumento de frequência. Os geradores utilizados são geradores DFIG e são feitas várias simulações. São definidas duas estratégias: *Dynamic Frequency Control* (DFC) que tem como objetivo a resposta inercial e o *High Frequency Response* que permite reduzir a sua potência ativa automaticamente se a frequência da rede exceder o limite pré-definido. Relativamente à estratégia DFC, ao explorar a energia cinética armazenada nas pás das turbinas e no gerador, a turbina pode aumentar a sua potência em mais de 5% por cerca de 10 segundos quando a frequência cai de repente. Esta contribuição a curto prazo é importante para manter a frequência acima dos limiares nas situações de défices de potência. Dependendo do vento, o aumento de potência fornecido pelo DFC pode ser maior que 5% sem período de recuperação a velocidades do vento altas. Uma vez

que os geradores de velocidade variável regulam a velocidade de rotação em função do vento para maximizar a captura de energia, a quantidade de energia cinética armazenada não é fixa. Em geral quanto melhor for a condição do vento maior será a energia armazenada. A potência ativa injetada na rede é temporariamente impulsada pela utilização da energia cinética armazenada nas massas rotativas. Os autores deste trabalho concluem que estas funções desempenham um papel ativo na manutenção da estabilidade da rede.

No trabalho realizado em [38], é feita uma análise à capacidade de controlo de frequência dos aerogeradores comparando-os com as centrais convencionais. É elaborado um modelo de controlo para o aerogerador e testado em três casos diferentes de funcionamento: 30%, 80% 100% da potência nominal. Para 80%, a resposta do aerogerador permite uma melhor atenuação da descida de frequência que o gerador síncrono convencional. No entanto, a redução de potência ativa produzida, devido à redução da velocidade de rotação, implica algumas dificuldades na recuperação da condição normal de funcionamento, sendo necessário que os outros geradores do sistema elétrico compensem a potência em falta. O mesmo acontece com o funcionamento a 30% da potência nominal. A 100% da potência nominal, o valor da potência está limitada ao valor nominal pelo controlo de *pitch*, quando a frequência diminui, a redução do ângulo das pás permite aumentar a extração de potência a partir do vento, anulando ou diminuindo a desaceleração do gerador, esta injeção de potência está limitada pela capacidade de sobrecarga dos equipamentos. Os autores concluem que os aerogeradores têm a vantagem de poder controlar de forma flexível a sua saída de potência ativa importante para o suporte de frequência e têm melhor desempenho no suporte de frequência inicial, mas na recuperação da frequência é inferior, uma vez que a desaceleração excessiva deve ser prevenida. E concluem, também, que uma maior inércia armazenada melhor será a resposta a uma variação de frequência.

Em [39], para o controlo de frequência de um sistema de energia foi sugerido um algoritmo de controlo de inércia convencional usando *rate of change of frequency* (ROCOF) e ciclos de desvios de frequência. O algoritmo proposto substitui o *loop* ROCOF no algoritmo de controlo inercial convencional com o *loop* ROCOF máximo, para reter o valor máximo do ROCOF e eliminar o efeito negativo após a recuperação da frequência. Este algoritmo consegue produzir mais energia cinética, proveniente da rotação das pás, o que faz com que aumente a energia cinética antes e depois da recuperação da frequência, e aumenta a *frequency nadir* mais do que o ROCOF convencional. Foram feitas várias simulações tendo em conta as várias condições de vento, alta, média e baixa e os resultados indicam que o algoritmo pode melhorar a queda de frequência para um distúrbio ao aumentar mais energia cinética

Em [33] é definida uma estratégia de controlo idêntica ao trabalho 36, em que são definidos três métodos de operação consoante a velocidade do vento. Para uma velocidade alta o controlo é efetuado exclusivamente através do controlo *pitch*. Para uma velocidade média, a velocidade de rotação pretendida pode ultrapassar o limite máximo, por isso é utilizado o *deoloding* com o controlo de *pitch*. Para velocidades baixas, o *deoloding* é feito através do aumento da velocidade de rotação. Este artigo analisa, também, os diferentes métodos para o controlo e suporte de frequência *inertial control*, *Power reserve control* e *speed control*.

No trabalho apresentado em [40] analisa-se a possibilidade de os geradores de velocidade variável participarem no controlo de frequência primária. É utilizada uma estratégia que consiste em criar uma reserva de potência que é obtida com a ajuda do controlo de torque do gerado e na limitação de potência extraída do vento a uma percentagem da potência nominal. Por exemplo, para uma limitação a 95% da potência nominal, essa potência extra é mantida como reserva. Caso a potência disponível no vento seja inferior, o aerogerador funciona no ponto de máxima extração de potência, isto é, sem reserva. Esta abordagem permite também usar uma parte da energia cinética na inércia das pás para contribuir com essa reserva. A inércia do sistema desempenha um papel importante, pois determina a sensibilidade da frequência do sistema no desequilíbrio de potência, e quanto menor for a inércia do sistema, maior a taxa de variação de frequência quando existir um desequilíbrio entre a produção e a carga.

[41] Este artigo analisa o controlo de inércia virtual das turbinas eólicas com gerador DFIG para fornecer suporte de frequência dinâmico. A estratégia definida para o controlo de inércia virtual é baseada em curvas de mudança de energia do DFIG e é apresentado o método de cálculo para determinar essas curvas de controlo de inércia virtual. No caso de variações de frequência, ao mudar o ponto de operação da curva de rastreamento de potência máxima para a curva de controlo inercial virtual, é gerada uma referência de energia elétrica do conversor do lado do rotor e a energia cinética é aumentada contribuindo assim para a inércia da rede. A estratégia de recuperação da velocidade do rotor é proposta para recuperar o valor ótimo da velocidade de rotação quando a frequência do sistema volta a estar entre os limites. Os resultados da simulação mostram que, pela estratégia de controlo proposta, os parques eólicos com base em DFIG têm a capacidade de fornecer suporte de frequência dinâmico ao desvio de frequência e, assim, melhorar o desempenho de frequência dinâmico da rede com alta penetração de energia eólica

Em [42], o objetivo é preservar o *frequency nadir* (valor mínimo de frequência após uma variação de frequência), garantindo simultaneamente uma operação controlada e confiável. Desenvolveu-se um controlo inercial adaptativo que utiliza diferentes valores de desvio e ganhos de controlo de *loop* RoCoF (ganhos ativos) com base na mudança de frequência. Esta abordagem de controlo de ganho variável responde ativamente às mudanças no sistema para melhorar o controlo, produzindo uma quantidade maior de energia cinética armazenada na massa rotativa do DFIG durante a fase inicial de um evento. Neste trabalho as simulações foram feitas com uma velocidade do vento de 12 m/s, enquanto o DFIG está originalmente sob o controle MPPT. Concluem que as turbinas eólicas DFIG conseguem suportar a frequência do sistema e emular a inércia local, e que o esquema proposto aumenta o FN em comparação com os esquemas convencionais e pode potencialmente oferecer uma resposta inercial proporcional para garantir a operação DFIG estável.

O artigo [43] propõe uma estratégia em que o controlo inercial e o controlo primário de frequência estão presentes nos geradores eólicos DFIG, para responder a quedas de frequência. Os modelos propostos tem como base o controlo de pitch e o deloading.

Em [44] propõe um esquema dinâmico de controlo de inércia de um gerador DFIG. O esquema visa melhorar a FN e garantir o funcionamento estável de um DFIG. Para alcançar o primeiro objetivo, o esquema usa um *loop* de inclinação, mas altera dinamicamente o seu ganho com base

no ROCOF para aumentar a energia cinética durante a fase inicial de um distúrbio. Para fazer isso, é utilizada uma função que relaciona a inclinação com o ROCOF. Para alcançar o segundo objetivo, são utilizadas diferentes funções de moldagem, que dependem da velocidade do rotor, e são usadas para dar um grande contributo em condições de vento elevadas por um lado e evitar a desaceleração excessiva condições de vento baixas durante o controlo inercial por outro. O desempenho do esquema proposto foi analisado em várias condições de vento e tendo em conta os ganhos. Os resultados indicam que o esquema melhora o FN e assegura o funcionamento estável de um DFIG e tendo em conta os ganhos, um ganho maior melhora o FN, mas pode causar desaceleração excessiva, por outro lado, um pequeno ganho garante uma operação estável de um aerogerador, mas fornece contribuição limitada para interromper o FN.

Em [15] é utilizada uma margem de reserva e o controlo de *pitch*. O autor considera uma margem de reserva de 20%, definindo assim a curva de potência ótima e a curva com margem de reserva.

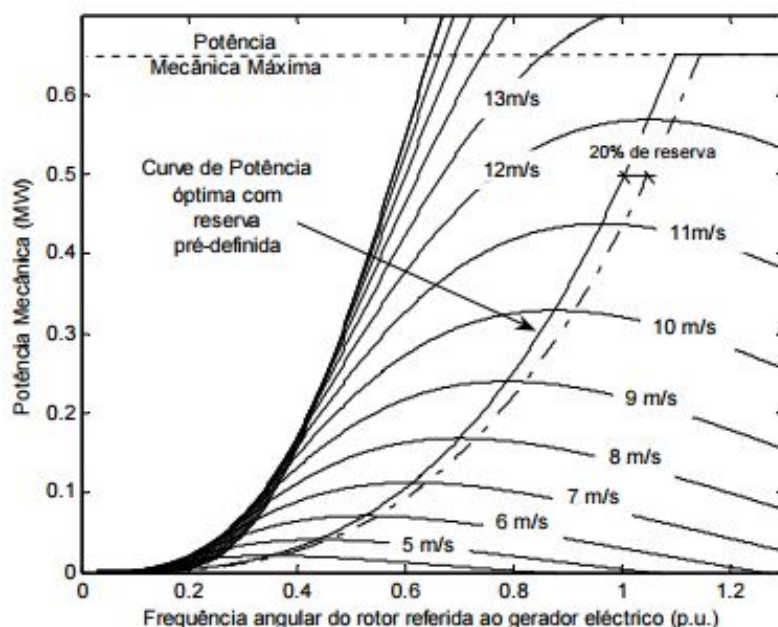


Figura 3.27: Curva de potencia ótima e curva com reserva de potencia (retirado de [15])

Na figura 3.27 verifica-se que pode ser usada uma equação linear para descrever as mudanças de velocidade e potência para uma determinada velocidade de vento ao longo da margem de 20% de reserva. Isto encontra-se descrito na Figura 3.28 ,

Onde  $P_o$  e  $P_1$  são as potências máxima e mínima da gama de reserva para uma dada velocidade de vento respetivamente, sendo  $w_{r1}$  e  $w_{r0}$  as velocidades mínima e máxima do rotor.

No entanto, para que exista um equilíbrio perfeito entre a potência mecânica produzida pela turbina eólica e a potência elétrica imposta pelo controlo de potência ativa ao aerogerador DFIG ( $P_{del}$  que é definida entre ambas as curvas ótimas de potência máxima e mínima), o controlo de *pitch* deve variar o ângulo das pás adequadamente, de modo a que o valor mínimo que este ângulo



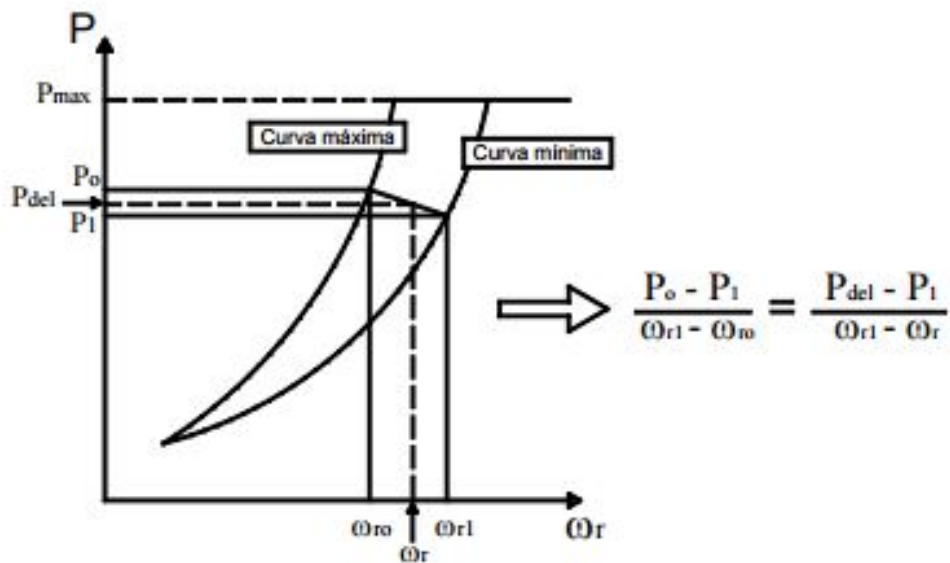


Figura 3.28: Diagrama esquemático da curva de potência ótima com reserva (retirado de [15])

deve assumir no controlo corresponda ao ângulo de *pitch* pré-definido da curva ótima de potência máxima (  $\beta_{\max} \geq \beta_{\text{opt curva}}$  ). Isto descreve-se melhor na Figura 3.29.

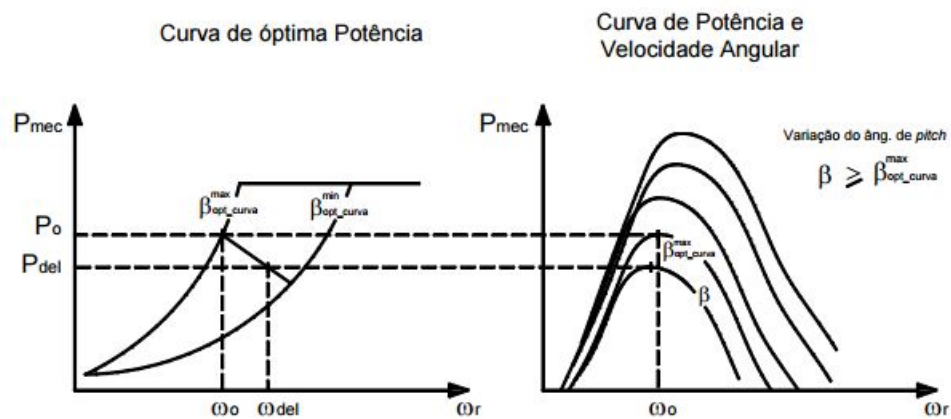


Figura 3.29: variação do ângulo de passo das pás (retirado de [15])

De acordo com a Figura 3.29, à medida que  $P_{del}$  diminui para uma dada velocidade de vento o ângulo das pás da turbina aumenta, pois para modo de controlo do ângulo das pás por pitch quanto maior for o ângulo das pás menor é a potência mecânica produzida pela turbina eólica.

### 3.2.2 Modelos de Controle

Nos últimos anos, com a energia eólica a ser implementada em grande escala na rede, os sistemas de energia enfrentam mais desafios de estabilidade de frequência. Os geradores síncronos convencionais podem regular automaticamente os reguladores de velocidade para suportar o controle de frequência. No entanto, os geradores eólicos fornecem pequenas ou mesmo nenhuma contribuição para a estabilidade de frequência. Portanto, os esquemas de controle de frequência são necessários para serem bem projetados para o sistema com energia eólica para manter a frequência dentro dos limites.

Em [17],[16] e [18] são propostos três modelos de controle de frequência: *inertial control*, *droop control* e *deloading control*. E neste momento são os mais utilizados.

O *inertial control* tem como objetivo emular a inércia natural dos geradores síncronos ligados diretamente à rede de forma a reduzir a taxa de variação da frequência nos momentos seguintes a uma perturbação. Os geradores síncronos convencionais e os geradores de velocidade fixa podem aumentar automaticamente a energia cinética da massa rotativa no caso de um abaixamento de frequência, enquanto que os geradores de velocidade variável não podem devido à operação de desacoplamento como já foi referida anteriormente. Para que os geradores de velocidade variável possam emular a inércia é adicionado uma nova malha de controle que modifica o valor de referência da potência produzida pelo gerador em função da variação da frequência da rede, como mostra a figura 3.30.

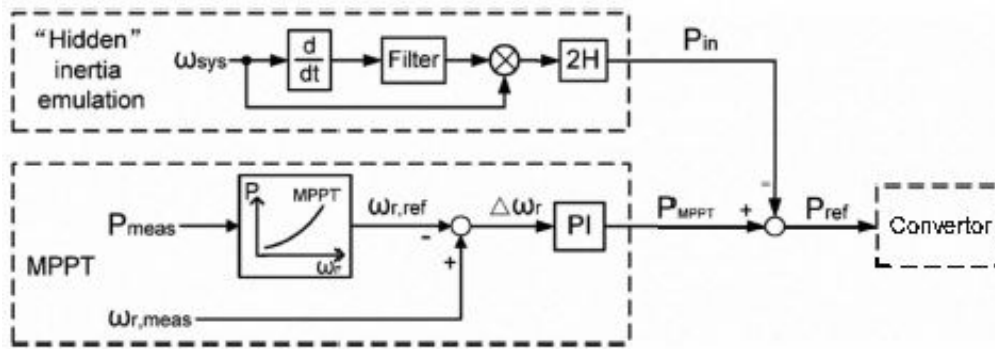


Figura 3.30: *Inertial control* (retirado de [16])

A constante inércia é sempre usada para expressar características inerciais. A inércia para geradores de velocidade variáveis é estimada pela equação 3.2.

$$H = \frac{J\omega_{nom}^2}{2S} \quad (3.2)$$

Onde  $S$  é a potência aparente nominal  $\omega_{nom}$  é a velocidade de rotação nominal do rotor e  $J$  é o momento de inércia.

A energia entregue pelo gerador durante o tempo de atuação do controlo inercial pode ser definida por:

$$E = P \times t = \frac{1}{2}Jw_o^2 - \frac{1}{2}Jw_t^2(W, h) \quad (3.3)$$

Em que:

- P-potência entregue pelo gerador
- T-duração da injeção de potência (h)
- $W_0$  -velocidade de rotação inicial (m/s)
- $W_t$  -velocidade de rotação no instante t (m/s)

A energia entregue pelo gerador pode ser pré estabelecida, calculando-se a velocidade de referência no instante t para que o gerador consiga entregar essa energia através da equação 3.4

$$w_t = \sqrt{w_o^2 - 2 \times \frac{P}{J} \times t} \quad (rad/s) \quad (3.4)$$

*DROOP control* tem como objetivo regular a potência ativa produzida proporcionalmente ao desvio de frequência.

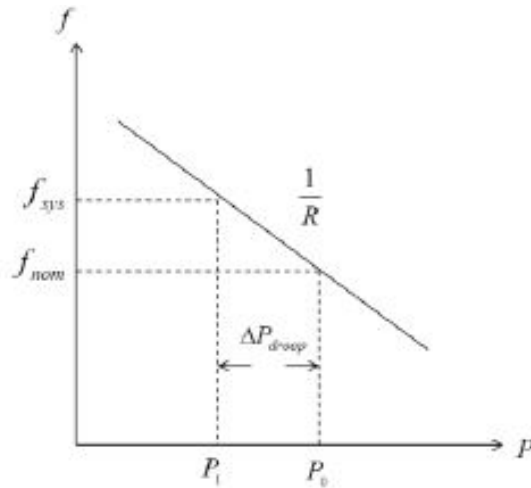


Figura 3.31: Variação da potência injetada em função da variação de frequência (retirado de [17])

Em que R é a relação entre a variação de potência e a variação da frequência, é o *gain droop*.  $f_{sys}$  e  $f_{nom}$  é a frequência presente na rede e a frequência nominal do sistema, respetivamente.  $P_1$

e  $P_0$  é a potência ativa correspondente a  $f_{sys}$  e  $f_{nom}$ . Através da figura 3.31 e a potência ativa adicional da fig 3.32 pode ser expressa através da expressão 3.5:

$$\Delta P_{droop} = -\frac{f_{sys} - f_{nom}}{R} \quad (3.5)$$

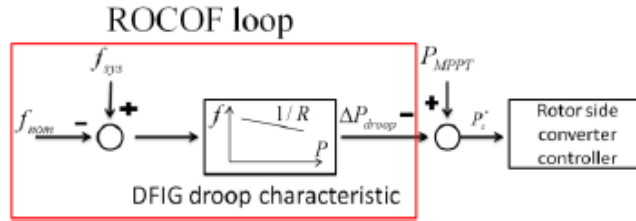


Figura 3.32: droop control (retirado de [17])

O *Deloading Control* permite que os geradores eólicos operem sobre as curvas de deslocamento em vez do MPPT e economizem a energia disponível como reservas para o controlo de frequência de longo prazo. Este controlo pode ser feito por alteração do ângulo de pás da turbina ou por regulação da velocidade de rotação. A potência ativa pode ser alterada regulando o ângulo de passo de  $\beta_{min}$  para um valor maior  $\beta_1$  para uma velocidade de vento constante  $V_{w0}$  e velocidade de rotação constante. A energia também pode ser alterada aumentando a velocidade de rotação sobre a velocidade MPPT para uma velocidade de vento constante  $V_{w0}$  e um ângulo de passo constante  $\beta_{min}$ .

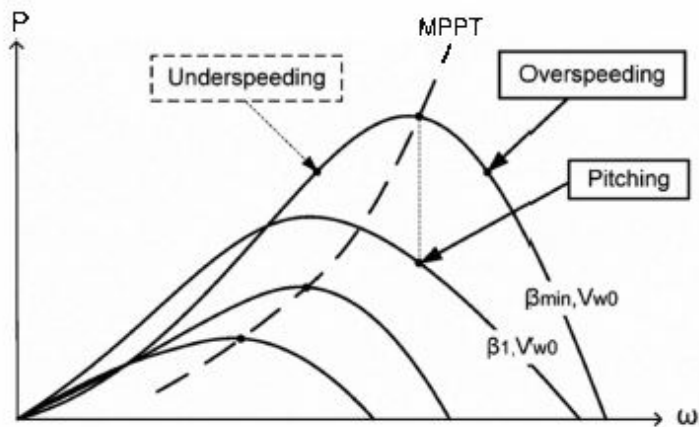


Figura 3.33: Variação da potência produzida em função da velocidade de rotação e do *pitch* (retirado de [18])

O controlo de *pitch* é usado para limitar a potência extraída do vento quando a velocidade do vento é superior à nominal. Neste caso essa estratégia de controlo é modificada de forma a que o controlo de *pitch* responda às variações de frequência, conforme a figura 3.34.

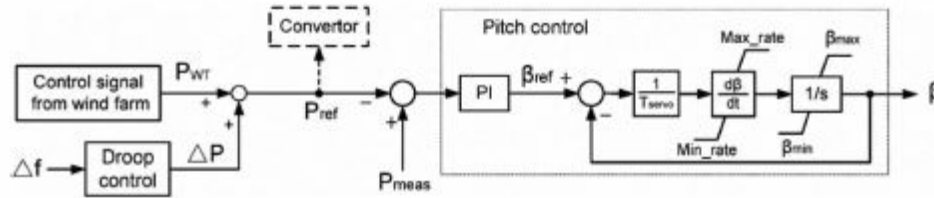


Figura 3.34: Controlo de *pitch* (retirado de [16])

Controlo por regulação da velocidade de rotação é conseguido através da eletrónica de potência e por isso a atuação é mais rápida que o controlo *pitch*.

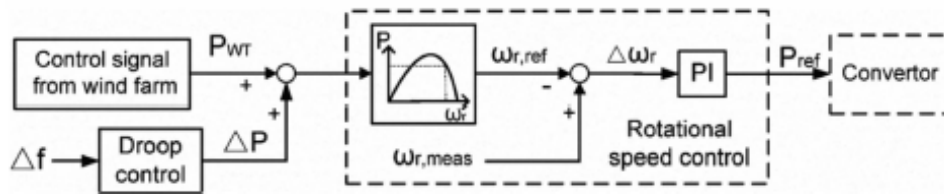


Figura 3.35: Controlo por velocidade de rotação (retirado de [16])

A combinação destes três modelos torna-se a melhor solução para o controlo de frequência pois permite atenuar os problemas da estabilidade da frequência. Em que a taxa de variação de frequência diminui com o *inertial control*, o FN aumenta com o *inertial control* e com o *droop control*, e o *deolonding* permite reduzir o desvio permanente do valor de referencia.

### 3.3 Conclusão

Numa fase inicial de integração dos Sistemas de Energia Renováveis no sistema elétrico, mais particularmente da energia eólica, os parques produtores apresentavam uma baixa potência instalada comparado com as típicas centrais convencionais, representando uma baixa percentagem na produção elétrica, consequentemente a integração de produção eólica não era vista como uma preocupação no ponto de vista operacional porque caso houvesse uma falha os geradores eólicos não permaneciam ligados à rede. Mas com o aumento da capacidade instalada nos parques eólicos levou a que a rede elétrica viesse, progressivamente, a ter menor capacidade instalada de centrais convencionais, sendo estas substituídas por fontes de geração renováveis, provocando, assim, algumas preocupações no ponto de vista operacional, uma vez que a rede elétrica passou a ter uma menor capacidade de responder aos requisitos do operador da rede, principalmente na regulação da

frequência e de tensão, e a ocorrência de uma falha podia ser significativa, levando à instabilidade dinâmica nos sistemas. Por isso a ENTSO-E definiu códigos de rede, isto é regras comuns para o mercado interno de eletricidade, com o objetivo de fornecer e gerir o acesso efetivo e transparente às redes de transmissão além-fronteiras, de modo assegurar o planeamento futuro e uma evolução do sistema de transmissão.

Os geradores de velocidade variável têm uma maior eficiência e uma maior capacidade de controlo utilizando conversores de eletrónica, mas estes provocam o desacoplamento entre a frequência da rede e do gerador, e o desacoplamento impede os geradores de responderem naturalmente a variações de frequência da rede, diminuindo assim a inércia global do sistema. Por isso é necessário implementar nos aerogeradores formas de funções de controlo, que permitam emular a inércia natural das máquinas síncronas ligadas diretamente à rede, aproveitando a energia cinética disponível da rotação das pás da turbina e do gerador para responder aos desvios de frequência. Este tema tem sido alvo de vários estudos, tendo sido desenvolvidos vários modelos de controlo.

## Capítulo 4

# Estratégia Adotada

Neste capítulo será apresentado o Parque Eólico Maunça com as suas características.

Para que se possa realizar o estudo computacional importa primeiro conhecer os elementos constituintes da rede para que se possa atuar e criar uma estratégia de controlo minimizando os efeitos resultantes de uma perturbação na rede. Deve então ser efetuado o estudo da composição do gerador DFIG e o seu modo de funcionamento através do controlo do conversor rotórico.

Por fim é apresentado o modelo inercial desenvolvido.

### 4.1 Parque Eólico

O parque eólico de Maunça é constituído por 10 aerogeradores, cada um deles com uma potência instalada de 2 MW, e está ligado a uma rede de 60 kW. Os aerogeradores utilizados são geradores de indução duplamente alimentados da SENVION.





Tabela 4.2: Características do transformadores

NAME	Sn (MVA)	HV-Side (kV)	LV-Sida (kV)	Uk (%)	Pcu (kW)	I0 (%)	voltage (%)
TPCC	25	63	20	10,000	142,1	0,1	1,5
T_(08)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(10)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(1)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(2)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(3)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(4)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(5)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(6)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(7)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5
T_(9)	2,3	20	0,69	5,440	13,92	0,2	2,5

## 4.2 Gerador DFIG

Os geradores de velocidade variável tornaram-se a tecnologia mais instalada atualmente. Para além das vantagens já enumeradas é importante relembrar que com eles é possível regular a velocidade do rotor para extrair a máxima potência, face à aleatoriedade e variabilidade da velocidade do vento. O controlo da potência ativa e reativa é feito de forma separada, o que agiliza a ligação à rede. Mesmo assim, as flutuações provocadas pela intermitência do vento criaram o aparecimento do controlo de *pitch*, que é usado para otimizar o ângulo de pitch das pás do aerogerador e, assim, extrair a potência máxima do vento [19].

O aerogerador eólico utilizado na simulação é o gerador de indução duplamente alimentado. O conversor AC / DC / AC é dividido em dois componentes: o conversor do lado do rotor ( $C_{rotor}$ ) e o conversor do lado da rede ( $C_{grid}$ ). O gerador DFIG aplicado na modelização tem um padrão de operação que pode ser observado na figura 4.2.

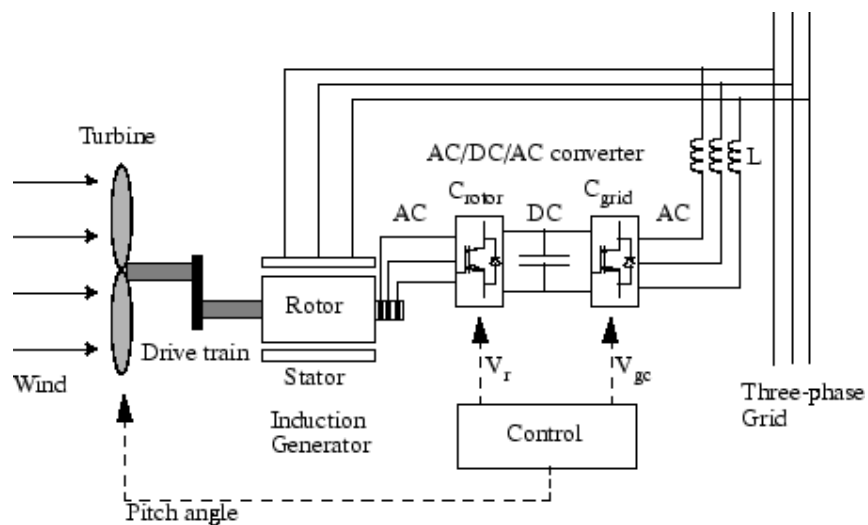


Figura 4.2: Turbina e Gerador DFIG (retirado de [19])

Equações das componentes diretas e em quadratura das tensões do rotor e do estator do referencial síncrono :

Rotor:

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{\Delta r}}{dt} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{\Delta r}}{dt} \end{cases} \quad (4.1)$$

Estator:

$$\begin{cases} V_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{\Delta s}}{dt} \\ V_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{\Delta s}}{dt} \end{cases} \quad (4.2)$$

Onde:

- v – tensão;
- R – resistência;
- I – corrente;
- $\omega_s$  – frequência angular elétrica do estator;
- $\omega_r$  – frequência angular elétrica do rotor ;
- $\lambda$  - Fluxo de dispersão;
- d - parâmetros referentes ao eixo direto;
- q - parâmetro referentes ao eixo em quadratura;
- r - parâmetro referentes ao rotor;
- s - parâmetro referentes ao estator.

Equações 4.1 e 4.2 devem ser reduzidas para que se possa representar o gerador como uma fonte de tensão por detrás de uma impedância transitória. Desprezando a variação do fluxo de dispersão apresenta-se então a reformulação, em valores por unidade (p.u.).

$$V_{ds} = -R_s i_{ds} - X'_s i_{qs} + e_d \quad (4.3)$$

$$V_{qs} = -R_s i_{qs} + X'_s i_{ds} + e_q \quad (4.4)$$

$$\frac{de_d}{dt} = -\frac{1}{T_o} \times [e_d - (X - X')i_{qs}] + s\omega_s e_d - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{qr} \quad (4.5)$$

$$\frac{de_d}{dt} = -\frac{1}{T_o} \times [e_d - (X - X')i_{ds}] + s\omega_s e_q - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{dr} \quad (4.6)$$

Importa ainda definir as equações para as correntes rotóricas em função da corrente estatórica e da força eletromotriz para que se possam utilizar nas malhas de controlo do gerador.

$$i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs} - \frac{e_d}{L_m} \quad (4.7)$$

$$i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds} - \frac{e_q}{L_m} \quad (4.8)$$

Ao combinar as equações das tensões e das correntes previamente obtidas com a equação de balanço do rotor obtém-se:

$$\frac{dw_r}{dt} = -\frac{1}{2H} (T_m - T_\theta - Dw_r) \quad (4.9)$$

Onde:

- $T_m$ -binário mecânico produzido pela máquina;
- $T_\theta$  binário elétrico;
- $D$  coeficiente de amortecimento;
- $H$  constante de inércia total do conjunto turbina+gerador

O binário elétrico pode ser descrito pela equação 4.10:

$$T_\theta = e_d i_{ds} + e_q i_{qs} \quad (4.10)$$

As potências ativas e reativas podem ser definidas pelas seguintes equações:

Para o estator:

$$P_s = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \quad (4.11)$$

$$Q_s = v_{qs}i_{ds} + v_{ds}i_{qs} \quad (4.12)$$

Para o rotor:

$$P_r = -sP_s = v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \quad (4.13)$$

$$Q_s = v_{qr}i_{dr} + v_{dr}i_{qr} \quad (4.14)$$

Desprezando as perdas mecânicas é possível chegar à relação que determina a potência mecânica da turbina.

$$P_r = -T_m\omega_r = (1-s)P_s \quad (4.15)$$

- $P_r$  Potência rotórica;
- $P_s$  Potência estatórica;
- $s$  deslizamento;
- $T_m$  Binário mecânico aplicado ao rotor;
- $\omega_r$  Velocidade de rotação do rotor.

A análise ao conversor AC/DC/AC presente na ligação do rotor à rede pode ser dividido em duas partes distintas, o conversor do lado do Rotor, Crotor, e o conversor do lado da rede Cgrid. São ambos conversores VSC (*voltage-sourced converter*), e utilizam eletrônica de potência baseada em comutação forçada (IGBT's) para fazer conversão da tensão AC para DC. O condensador presente entre os conversores comporta-se como uma fonte de tensão DC. A indutância que liga Cgrid à rede atua como filtro nessa mesma ligação.

O bloco “control” gera o ângulo de *pitch* das pás da turbina e regula os sinais de tensão  $V_{gc}$  e  $V_r$  de modo a controlar a potência gerada pelo aerogerador, a tensão no barramento DC do conversor e ainda a potência reativa injetada ou a tensão aos terminais da rede.

#### 4.2.1 Controlo do conversor

De modo a que o comportamento do gerador seja o esperado é necessário definir a estratégia de controlo para o conversor. Para este modelo a estratégia adotada consiste em controlar a velocidade de rotação rotórica e a produção de potência ativa.

Os conversores eletrônicos que ligam o rotor à rede têm a funcionalidade de geração ou consumo de potência reativa, o que permite ao gerador controlar a injeção de potência reativa ou controlar os níveis de tensão aos terminais do aerogerador. No entanto funcionam de modo autônomo e com objetivos diferentes.

O objetivo principal do conversor do lado do rotor é o controle da produção de potência ativa e neste caso a regulação de potência reativa num valor fixo nos terminais do aerogerador (poderia estar a funcionar em modo de regulação de tensão).

O conversor do lado da rede tem como principal objetivo de operação a regulação da tensão no barramento DC através do consumo ou produção de potência ativa, o modelo em questão permite ao conversor do lado da rede gerar ou absorver potência reativa.

#### 4.2.1.1 Controle do conversor do lado do rotor

A produção de potência ativa, por parte do gerador, é controlada em função da curva característica da turbina. Esta curva é definida sobre a potência ativa gerada em função da velocidade de rotação da turbina. O gráfico da curva característica da turbina está presente na figura 4.3.

O controle de potência ativa está ilustrado na figura 4.4. A potência elétrica medida aos terminais da turbina é somada às perdas totais (elétricas e mecânicas) e é comparado com o valor de referência da curva característica da turbina. O erro resultante da comparação é alimentado a um regulador proporcional integral de forma a ser reduzido a zero, e a saída deste regulador é o valor de referência da componente em quadratura da corrente  $I_{qrref}$ . Esta componente da corrente é a que produz binário eletromagnético. O valor instantâneo da corrente  $I_{qr}$  é comparado com o valor de referência e o erro resultante é reduzido a zero pelo regulador de corrente (controlador proporcional integral). O resultado dessa operação é a componente em quadratura da tensão rotórica  $V_{qr}$  gerada pelo conversor do lado do rotor.

No que diz respeito ao controle de potência reativa, o seu controle é baseado na tensão aos terminais do conversor do lado do rotor. A malha de controle está representada na figura 4.4. A saída do regulador de potência reativa é o valor de referência da componente direta da corrente,  $I_{drref}$  que deve ser injetada no rotor pelo conversor do lado do rotor. Este valor de referência é comparado com o valor instantâneo da corrente  $I_{dr}$  e o erro é alimentado ao regulador de corrente. O resultado dessa operação é a componente direta da tensão rotórica  $V_{qr}$  gerada pelo conversor do lado do rotor.

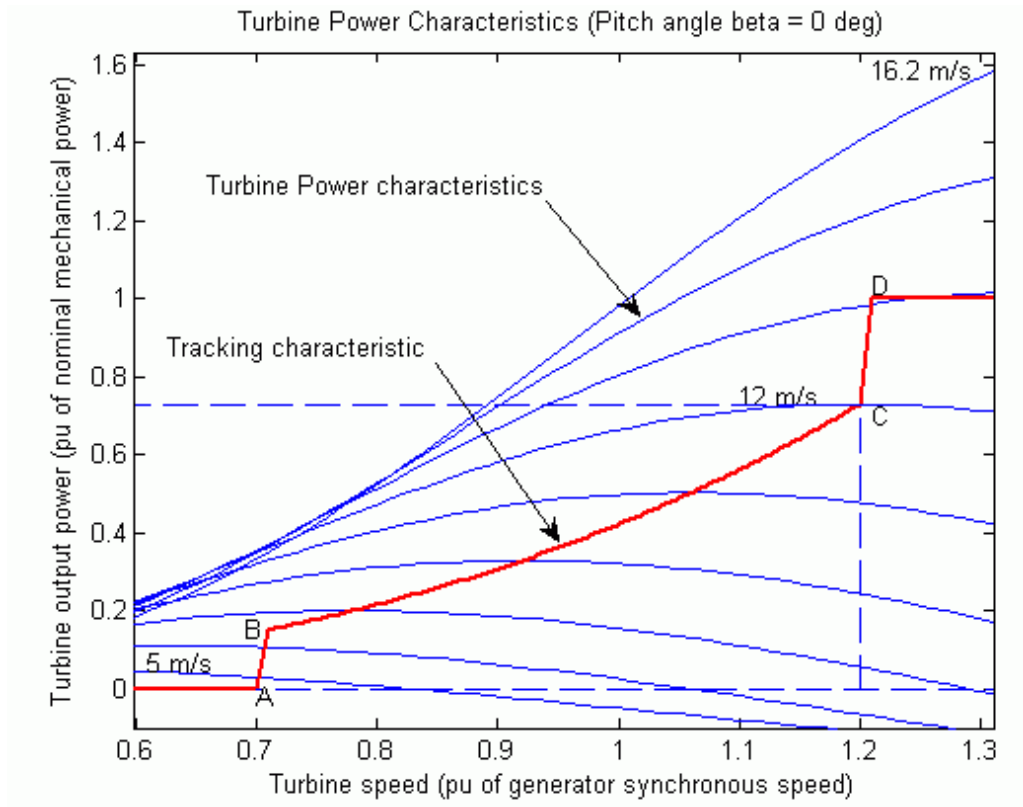


Figura 4.3: Curva característica da turbina (retirado de [19])

A magnitude de referência da corrente retórica  $I_{ref}$  é limitada por:

$$\sqrt{I_{dgcref}^2 + I_{qrref}^2} = 1 \quad (4.16)$$

Sempre que o valor da corrente referida ultrapassa o limite de 1 p.u., o valor de  $I_{qrref}$  é reduzido automaticamente de forma a cumprir a restrição.

#### 4.2.1.2 Controle do conversor do lado da rede

O sistema de controlo deste conversor está presente na figura 4.5.

O erro da comparação entre o valor de referência e o valor medido da tensão no barramento DC do conversor irá alimentar o regulador de tensão DC, que vai resultar na componente direta de referência da corrente em fase com a tensão da rede ID corrente controla o fluxo de potência ativa do conversor. O regulador de corrente é então alimentado com os erros calculados entre os valores medidos das componentes diretas e em quadratura da corrente a circular no conversor e os valores de referência obtidos, e é gerado através de um controlador proporcional integral o valor da tensão  $V_{gc}$  que controlará a potência reativa e a injeção de potência na rede.

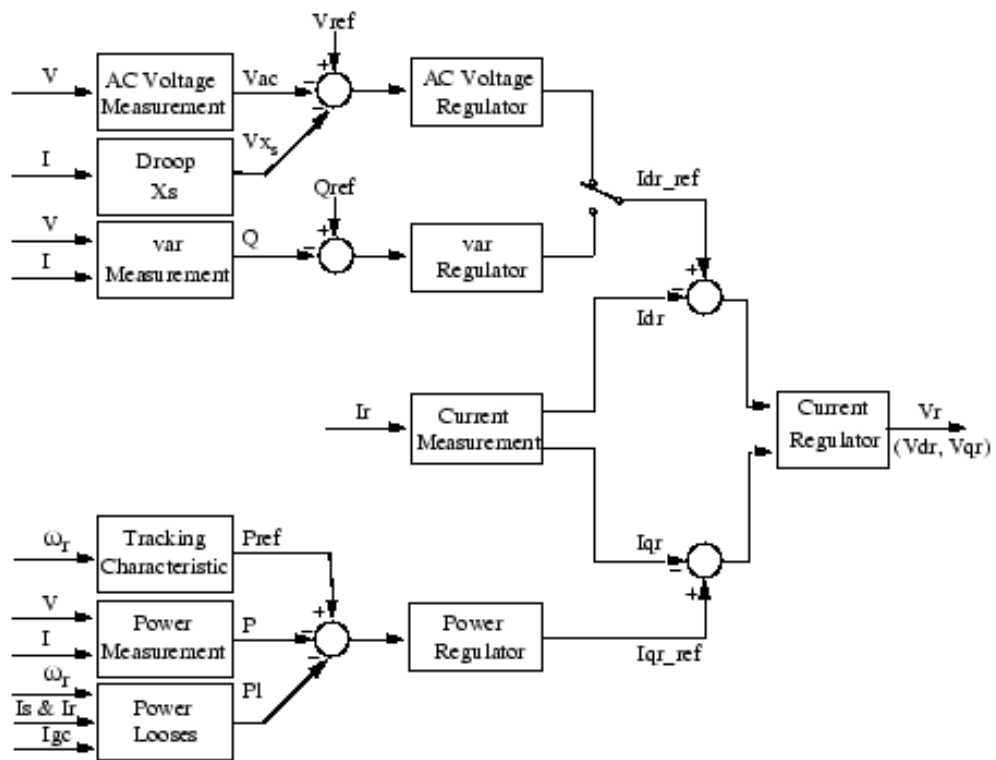


Figura 4.4: Malha de controle do conversor do lado do rotor (retirado de [19])

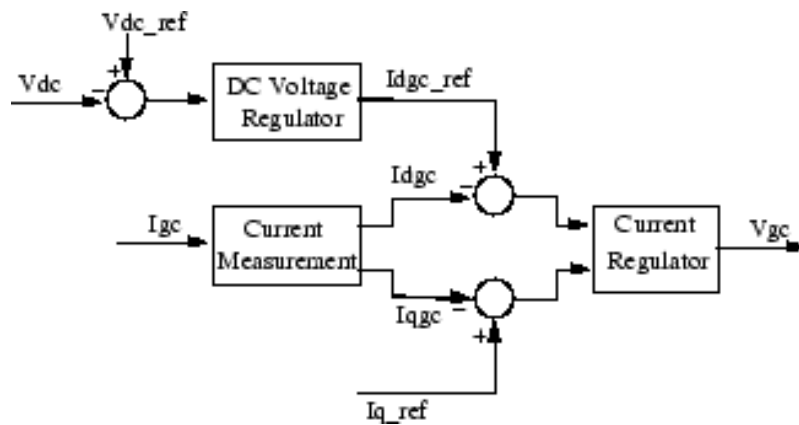


Figura 4.5: Malha de controle do conversor do lado da rede (retirado de [19])

### 4.2.2 Modelagem da Turbina

A energia associada a uma massa de ar pode ser obtida por:

$$E_c = \frac{1}{2} \rho A V_{vento}^3 \Delta t \quad (Joule) \quad (4.17)$$

Sendo a massa específica do ar expressa por :

$$\rho = \frac{m}{AV_{vento}\Delta t} \quad (Kg/m^3) \quad (4.18)$$

Onde:

- m-massa de ar (kg)
- A-superfície de área frontal atravessada pela massa de ar (m<sup>2</sup>)
- V-vento-velocidade do vento (m/s)
- $\rho$ -massa específica do ar (Kg/m<sup>3</sup>)
- $\Delta t$  intervalo de tempo (s)

A potência disponível correspondente à energia cinética transportada pelo vento é dada por:

$$P_d = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A V_{vento}^3 \quad (Watts) \quad (4.19)$$

A potência do vento é a totalidade de energia disponível por unidade de tempo. Esta potência é convertida em energia mecânica rotacional no rotor da turbina, o que resulta na diminuição da velocidade da massa do vento após passagem pela turbina. A potência do vento não pode ser totalmente extraída uma vez que teoricamente isso provocaria a paragem total do corpo de ar na área de interceção da turbina.

Então o rendimento global de uma turbina, também denominado por coeficiente de potência ( $C_p$ ) pode ser definido como a razão entre a potência mecânica transformada no eixo da turbina  $P_m$  e a potência disponível do vento  $P_{disp}$ . O valor máximo do coeficiente ( $C_p$ ) caracteriza a potência máxima que é possível absorver da passagem da massa de ar por uma turbina eólica. Segundo pesquisas do físico alemão *Albert Betz* na década de 20 do século passado, a potência máxima teórica que é possível extrair de uma turbina eólica ocorre quando o vento, ao deixar as pás, apresenta um terço da velocidade que tinha antes de tocá-las. O coeficiente de potência máximo, designado por coeficiente de *Betz*, apresenta então um valor de 0,593 (59,3%). As turbinas eólicas atuais apresentam um coeficiente de potência na ordem dos 40% [4]

No entanto este valor pode ser diminuído, reduzindo o rendimento da turbina, o que significa uma extração de menos potência da mesma massa de ar. Esta redução atinge-se pela regulação do ângulo de *pitch*, normalmente representado por  $\beta$ . O ângulo de *pitch* descreve o ângulo com que a lâmina das pás da turbina eólica se deixa atingir pelo vento e pode ser regulado através da rotação das pás no eixo de rotação da turbina. Este assunto é aprofundado adiante em

$$C_p = \frac{P_{T\pi}}{P_{disp}} = \frac{P_{T\pi}}{\frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3} \quad (4.20)$$



A potência mecânica no eixo da turbina é definida por:

$$P_{t\pi} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3 \times C_p \quad (4.21)$$

O coeficiente aerodinâmico é calculado utilizando a equação:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-125}{\lambda_i}} \quad (4.22)$$

$$\lambda = \frac{w \times R}{v_{vento}} \quad (4.23)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08 \times \beta} - \frac{0,035}{\beta^2 + 1}} \quad (4.24)$$

Onde  $\lambda$  é a relação de velocidade da pá (*tip speed ratio*),  $w$  (rad/s) é a velocidade angular do rotor,  $V_{vento}$  (m/s) é a velocidade do vento incidente no rotor e  $\beta$  é o ângulo de pitch. O coeficiente de potência ( $C_p$ ) indica a eficiência com que a turbina eólica transforma a energia cinética do vento em energia mecânica. O coeficiente de potência depende do ângulo de pitch ( $\beta$ ) e da relação de velocidade da pá ( $\lambda$ ). Usualmente, o conjunto de curvas  $C_p$  relacionando  $\lambda$  e  $\beta$  é obtido para cada modelo de turbina eólica, visto que as características aerodinâmicas alteram-se mesmo entre os aerogeradores do mesmo tipo. Na Figura 4.6 pode-se ver o traçado de curvas  $C_p$  que utilizam as equações 4.22, 4.23 e 4.24.

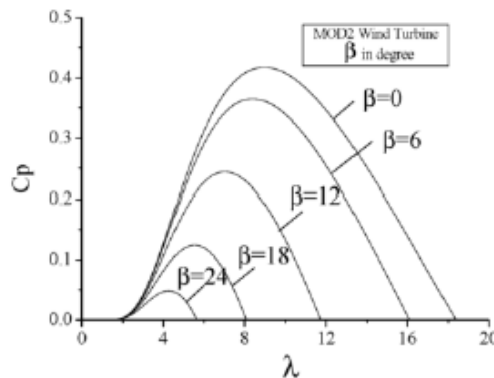


Figura 4.6: Coeficiente de potencia em função de  $\lambda$  e  $\beta$  (retirado de [20])

### 4.2.3 Características do Gerador DFIG a implementar

O Gerador DFIG a ser implementado tem as características presentes na tabela 4.3 e 4.4, tendo em consideração a SENVION.

Tabela 4.3: Características do gerador DFIG

Gerador		
Designation	symbol	value operating
Nominal Voltage	U	690 V
Rated Frequency	F	50 Hz
Rated Power	P	2050 kW
Rated apparent Power	S	2158 KVA
Rated currente	I rat	1806 A
rated speed	n	1800 m

Tabela 4.4: Características do transformador DFIG

Transformer		
Designation	symbol	value operating
rated power	U	2500 kVA
short-circuit voltage	uk	6%
transformer resistance	RT	0,002019 $\Omega$
transformer reactance	XT	0,0122 $\Omega$
Stator Resistance	Rs	0,0023 $\Omega$
stator reactance	X1s	0,035 $\Omega$
main reactance	xh	1,36 $\Omega$
transmission ratio rotor/stator	i	2,386
rotor resistance	Rr	0,0022 $\Omega$
rotor reactance	Xr	0,039 $\Omega$

### 4.3 Modelo Inercial

O modelo de controlo inercial tem como objetivo emular a inércia característica das máquinas síncronas ligadas diretamente à rede fazendo com que a taxa de variação de frequência diminua. A inércia presente nas massas rotativas permite injetar ou absorver energia, dependendo se a frequência desce ou sobe, atenuando assim as variações de frequência. Assim é implementado um controlo adicional, que quando a frequência diminui, faz com que a velocidade de rotação de frequência diminua para que seja libertada energia cinética, e quando a frequência aumenta, aumenta a velocidade de rotação e assim absorve alguma energia mecânica entregue pela turbina. Em funcionamento normal, o aerogerador opera a potência máxima, com a velocidade de rotação correspondente ao ponto de máxima potência, como foi demonstrado na figura 4.3. O controlo inercial modifica o valor de referencia da velocidade de rotação, reduzindo-a, quando há uma diminuição de frequência, de acordo com a derivada do desvio de frequência. Desta forma, com esta redução de velocidade de rotação, é possível libertar uma quantidade de energia cinética de rotação, que se transforma em potência ativa na rede, permitindo assim a diminuição da taxa de frequência. O modelo criado é constituído:

- Pelo bloco da derivada de frequência, entre a frequência nominal e a frequência da rede, como já foi referido;
- Um ganho, “*bloco gain*” que permite modificar a resposta do aerogerador à variação de frequência;
- Um bloco “*Saturation*” permite limitar a resposta inercial do aerogerador de forma que a velocidade de rotação não ultrapasse o limite de operação
- “*Switch*” que o controlo de inércia só atua quando há um abaixamento de frequência.

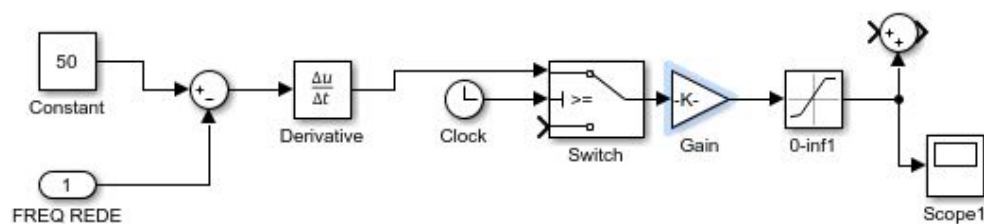


Figura 4.7: Controlo Inercial desenvolvido

Este modelo inercial foi implementado no lado do rotor do gerador DFIG, e teve como base os estudos realizados em [17], [16] e [18].

## **4.4 Conclusão**

Neste capítulo foi apresentado o parque eólico de Maunça com as suas características.

A modelização do gerador DFIG sobre uma base matemática pretendeu servir para uma dar a conhecer o funcionamento do mesmo e para que sobre simulações se possa ter uma melhor percepção da resposta em estudo.

Para o estudo do comportamento da variação de frequência foi construído o modelo de controlo inercial, este tipo de controlo permite emular a resposta inercial característica das máquinas síncronas ligadas diretamente à rede e permite também que o aerogerador responda às variações de frequência da rede através da regulação da potência ativa injetada.

## Capítulo 5

# Demonstração de Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados analisados referentes às simulações feitas numa rede de teste implementada em MATLAB/*Simulink* com o objetivo de estudar a estabilidade de frequência em caso de perturbação na rede. Ao gerador de indução duplamente alimentado foi acrescentado o modelo inercial desenvolvido com o fim de perceber o comportamento da rede e a resposta do mesmo. Foram feitas simulações comparando a situação em que o gerador DFIG não tem capacidade de controlo inercial com a que tem.

### 5.1 Rede Elétrica

Tendo em conta, que não foi possível ser fornecida a rede ligada ao parque eólico de Maunça, foi utilizada uma rede teste com capacidade de 4 MW, por isso só foi possível testar um aerogerador.

Para a simulação do modelo inercial desenvolvido, foi utilizada a rede apresentada, na figura 5.1. A esta rede de teste estão ligados 3 grupos diesel, que correspondem a uma central térmica, um parque eólico, uma carga e um inversor.

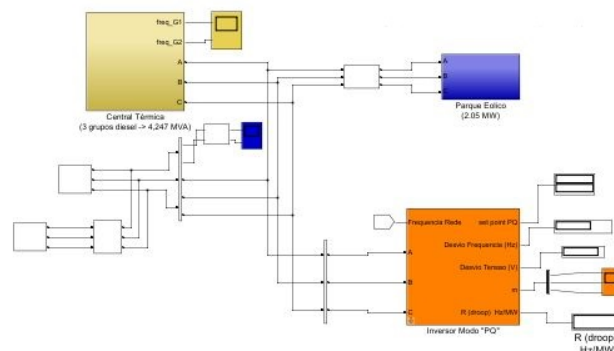


Figura 5.1: Rede de Teste implementada em *Simulink*

Para as simulações foi utilizado o modelo gerador DFIG do MATLAB/Simulink com os dados fornecidos pela SENVION descrito no capítulo 4. Considerou-se uma velocidade do vento de 12m/s. Para avaliar o comportamento do aerogerador, foi feita uma simulação com uma duração de 100 segundos em que aos 10 segundos iniciais foi introduzida na rede uma carga adicional “carga do sistema 1”. Com a introdução da carga pretendeu-se avaliar o comportamento da frequência da rede e a resposta do aerogerador à variação da frequência, neste caso a uma descida de frequência. A central térmica presente na rede possui um controlo inercial, um controlo primário e um secundário de frequência, sendo a principal responsável pelo controlo de frequência na rede.

## 5.2 Avaliação do comportamento do aerogerador na rede sem controlo inercial

Em primeiro lugar, nesta situação, o aerogerador eólico como não tem implementado o controlo inercial, não tem capacidade para responder às variações de frequência, limitando-se apenas a injetar potência ativa na rede.

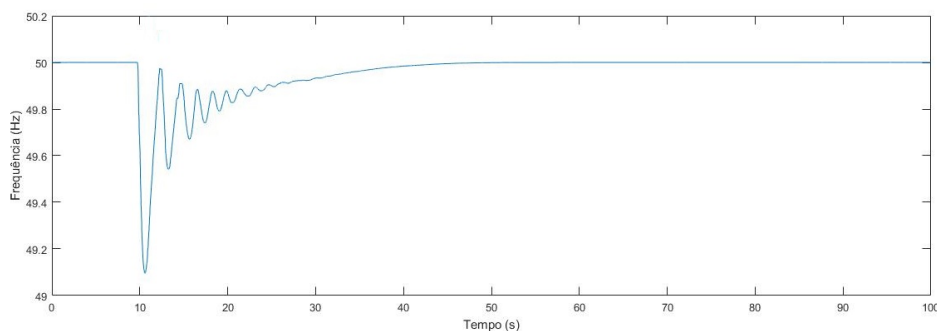


Figura 5.2: Comportamento da frequência da rede

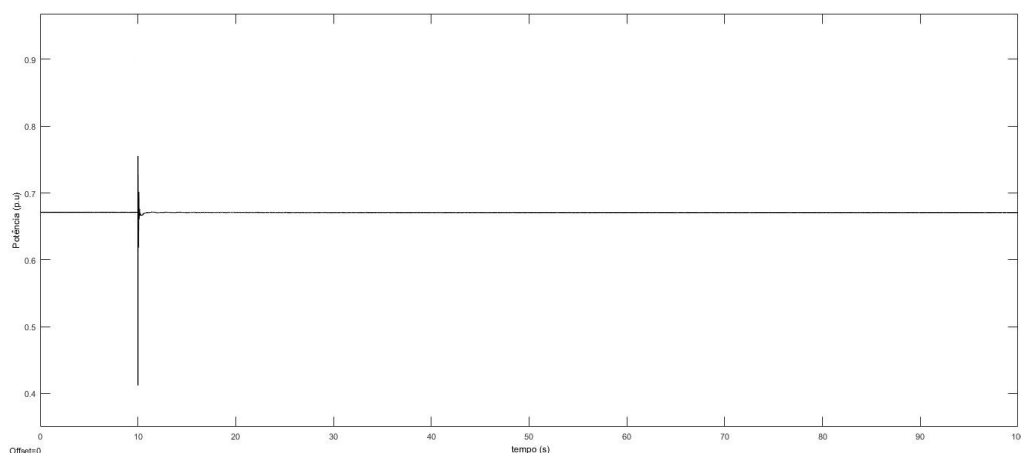


Figura 5.3: Potência ativa injetada na rede pelo parque eólico

Através da figura 5.2 e 5.3, podemos constatar, que, quando é introduzida uma carga adicional à rede, nos 10 segundos iniciais provoca uma descida rápida de frequência, isto deve-se ao facto que a produção existente na rede não é suficiente para aguentar a introdução da carga, por isso há um desequilíbrio entre a carga e a produção provocando esta variação. E como a inércia do sistema é reduzida, a descida de frequência é demasiado brusca. Esta descida de frequência nos primeiros instantes é controlada pela resposta inercial dos grupos de geradores da central térmica ligados diretamente à rede, que injetam na rede potência ativa, elevando assim a frequência, mas como a resposta inercial é de curta duração a frequência do sistema volta a diminuir, por isso, após a resposta inercial, dá-se a atuação do controlo primário de frequência da central térmica com o objetivo de anular a descida de frequência. Finalizado o controlo primário, atua o controlo secundário com a finalidade de colocar a frequência da rede de volta aos valores normais, mais precisamente a 50 Hz. Como o aerogerador não possui nenhum controlo que permite responder a esta variação de frequência, a potência ativa injetada mantém-se constante, conforme se pode ver na figura 5.3.

Por isso concluímos que nesta situação a variação de frequência é estabilizada com a ajuda do controlo das centrais térmicas.

### 5.3 Avaliação do comportamento do aerogerador na rede com controlo inercial

Nesta situação, o aerogerador já possui controlo inercial, o que faz com que aumente a inércia global do sistema, embora continue reduzida, o que impede que a rede consiga suportar a introdução da carga adicional sem variações bruscas na frequência. Como podemos constatar através da figura 5.4 quando é introduzida a carga adicional aos 10 segundos iniciais na rede dá-se uma descida rápida de frequência, tal como acontece no caso anterior, embora esta seja mais atenuada.

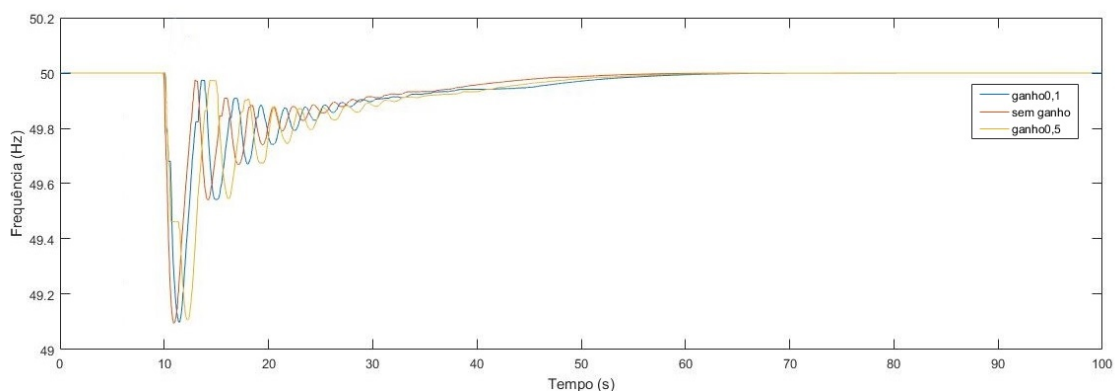


Figura 5.4: Comportamento da frequência da rede em função da variação do ganho

O modelo inercial desenvolvido tem um ganho, como descrito no capítulo 4, o que permite

ajustar a resposta do aerogerador à variação de frequência. Para isso foram feitas algumas simulações alterando o ganho para verificar o comportamento de frequência na rede, as simulações feitas estão presentes na figura 5.3.

Através da análise da figura, verificamos que, quando há um aumento do ganho:

- a taxa de variação da frequência diminuiu, tornando as variações menos bruscas, objetivo principal;
- o desvio de frequência diminuiu ligeiramente nos momentos posteriores à perturbação;

Como o controle inercial atenua a descida de frequência, quando se dá a atuação do controle primário de frequência, a frequência encontra-se num valor mais elevado e a diminuição de frequência é menor, consequentemente a potência fornecida também é menor, caso contrário a diminuição de frequência seria maior e seria necessário fornecer mais energia primária para que fosse possível anular o desvio de frequência.

O controle primário de frequência é feito com a ajuda das centrais térmicas, que consiste em aumentar a potência proveniente do recurso energético primário de forma a aumentar a potência elétrica produzida aumentando, assim, a frequência. Depois do controle primário, atua o controle secundário das centrais térmicas até a frequência ser estabilizada.

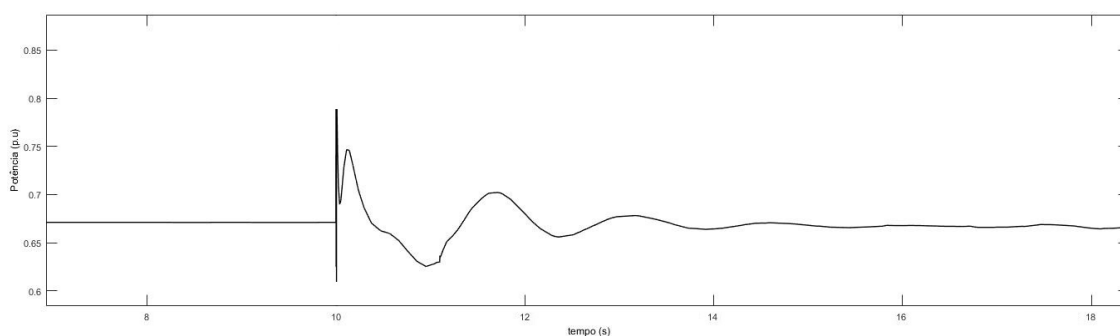


Figura 5.5: Variação da potência injeta em função do ganho de 0,1

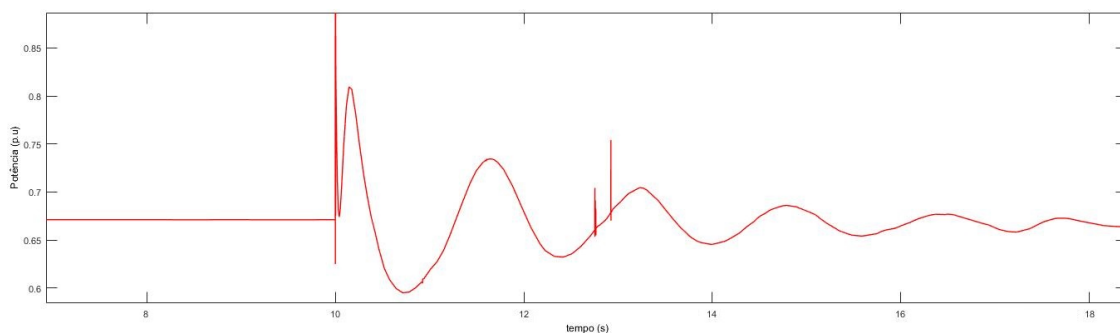


Figura 5.6: Variação da potência injeta em função do ganho de 0,5



Na figuras 5.5 e 5.6, está presente a resposta do gerador eólico à redução de frequência. Verificamos que quando é introduzida a carga adicional aos 10 segundos iniciais, a potência ativa injetada aumenta rapidamente, uma vez que esta está dependente da derivada do desvio de frequência. Se a frequência aumentasse a potência ativa descia. Como a injeção de potência adicional consiste em reduzir a velocidade de rotação do conjunto turbina-gerador para que haja extração de energia cinética, após atuação do controlo inercial, uma parte da potência proveniente do vento é absorvida para aumentar a velocidade de rotação até ao ponto de funcionamento. Por isso após o controlo inercial a potência ativa produzida desce relativamente ao valor de operação normal, e regressa ao seu valor de operação normal só quando a velocidade de rotação seja restabelecida. Comparando as figuras 5.5 e 5.6 relativamente aos diferentes valores do ganho do controlo inercial, constatamos que, quanto maior for o ganho, maior é a contribuição do parque eólico. O problema é que quanto maior for o ganho, maior será a redução da velocidade de rotação das máquinas e consequentemente a diminuição de potência produzida depois da injeção adicional de potência, o que implica, que após a perturbação, a potência produzida seja menor e seja necessário consumir uma parte maior da energia primária para restabelecer a velocidade de rotação.

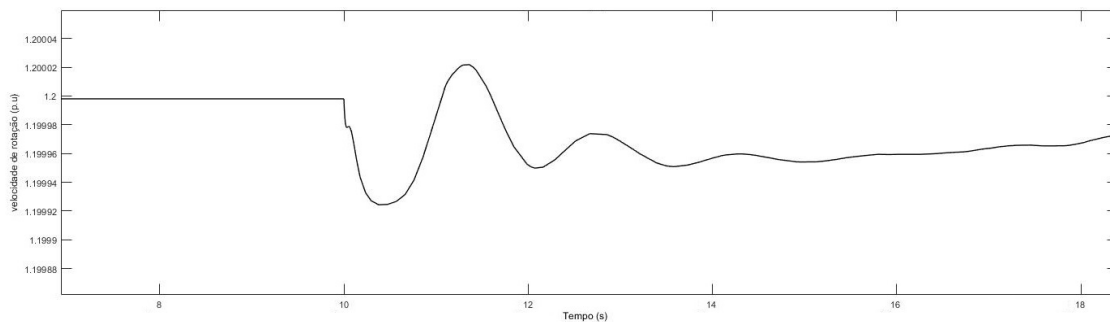


Figura 5.7: Comportamento da velocidade de rotação com ganho de 0,1

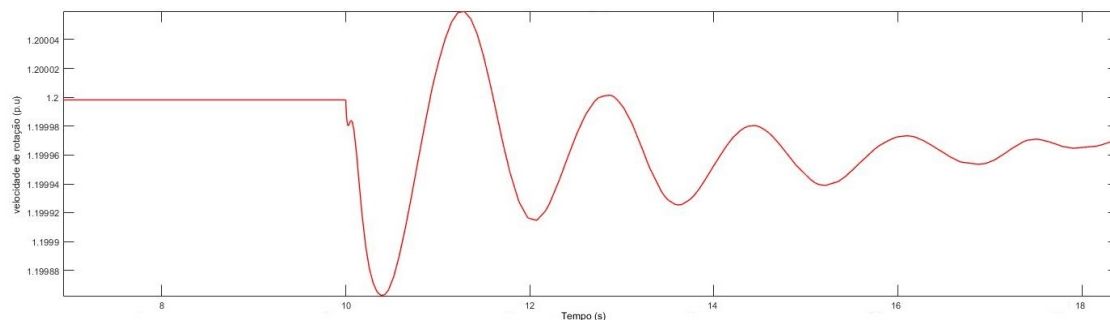


Figura 5.8: Comportamento da velocidade de rotação com ganho de 0,5

Na figuras 5.7 e 5.8, analisou-se o comportamento da velocidade de rotação do conjunto de turbina/gerador. Quando é introduzida a carga adicional, o controlo de inércia impõe que a velocidade de rotação desça, para que haja extração de energia cinética, permitindo injetar uma potência

adicional até que a velocidade de rotação atinja o valor mínimo. Após atingir o valor mínimo e de fornecer potência, é imposta a velocidade de rotação para que volte aos valores normais, o que implica que alguma potência proveniente do vento seja consumida de modo aumentar a velocidade de rotação, até atingir o seu valor inicial. Relativamente à análise do ganho, podemos afirmar, que quanto maior é o ganho maior é o desvio atingido na velocidade de rotação como se verifica. O que por um lado é bom porque uma maior quantidade de energia cinética é convertida em energia elétrica injetada na rede, o problema é que com o aumento do ganho o deslocamento da velocidade de rotação relativamente à velocidade inicial é maior e assim será necessário absorver uma maior quantidade de energia primária para repor o valor da velocidade de rotação para um valor ótimo.

## **5.4 Conclusão**

Neste capítulo foi possível analisar a avaliação do comportamento do aerogerador na rede com e sem controlo inercial, após a introdução de uma carga. Concluimos que com a introdução da malha de controlo inercial no aerogerador ajuda na resposta a uma queda de frequência principalmente na diminuição da taxa de frequência e no aumento da potência ativa.

Com esta simulação foi possível comprovar que o gerador DFIG consegue responder a um abaixamento de frequência através do controlo inercial, diminuindo a taxa de variação de frequência. Se a análise fosse feita para todo o parque eólico, constituído por 10 aerogeradores o controlo de frequência seria melhor, pois a inércia do sistema iria aumentar, aumentando assim a capacidade de resposta a uma queda de frequência.

Apesar de ter sido só avaliado o controlo inercial de um aerogerador, verificamos que o controlo primário e secundário de frequência das centrais térmicas ajudam bastante o melhoramento de frequência, aquando da introdução de uma carga. Por isso se fosse implementado um controlo primário e secundário ao gerador DFIG, este tinha uma maior capacidade de resposta relativamente à estabilidade de frequência, adotando assim as características das centrais térmicas.

Concluimos então que com a implementação de controlos de frequência nos geradores eólicos, verifica-se que o crescente aumento de penetração de energia eólica no sistema elétrico de energia não trazia tantos problemas, pois o sistema elétrico de energia seria mais seguro e este teria uma capacidade de resposta maior às variações de frequência maior.

## Capítulo 6

# Conclusões e Trabalho Futuro

### 6.1 Conclusão

Este trabalho de dissertação teve como objetivo avaliar a resposta do parque eólico, mais precisamente o gerador de indução duplamente alimentado, na estabilidade de frequência, através do controlo inercial proposto, aquando da introdução de uma carga originando um abaixamento de frequência.

No início foi feito um historial sobre a evolução da produção de energia eólica no Mundo, na Europa e em Portugal, verificou-se que houve um constante aumento de instalação desta fonte de energia renovável até aos dias de hoje, este aumento deve-se essencialmente ao elevado estado de desenvolvimento da tecnologia existente, permitindo assim, uma produção de energia rentável e sem emissão de gases poluentes. Também se realizou um estudo sobre as várias tecnologias eólicas utilizadas, tendo-se verificado que as máquinas de velocidade variável têm vindo a mostrar-se cada vez mais eficientes, tendo vantagens sobre as de velocidade fixa, não só a nível de eficiência como também a nível de controlo e de suporte de rede.

A tecnologia dos aerogeradores tem sofrido grandes evoluções desde que foi criado o primeiro aerogerador, embora a estrutura dos aerogeradores de grande potência tenha convergido para um modelo de três pás, as tecnologias de conversão da energia eólica em energia elétrica e os sistemas de controlo continuam em evolução.

O constante desenvolvimento de conversores eletrónicos de potência foi um fator que contribuiu para a utilização máquinas de velocidade variável na produção de energia eólica. No entanto o uso de conversores eletrónicos de potência provocam um desacoplamento de frequência entre o aerogerador e a rede à qual está ligado e este desacoplamento impede o gerador de responder naturalmente às variações de frequência da rede, diminuindo assim a inércia global do sistema. Sendo assim, quando existe alguma perturbação no sistema elétrico em consequência do aumento da carga ou perda de alguma unidade de produção, a inércia disponível pode não ser suficiente para atenuar a diminuição de frequência, sendo necessária uma maior injeção de energia primária para equilibrar a frequência. Por estas circunstâncias é necessário implementar aos aerogeradores

funções de controlo que permitam emular a inércia natural das máquinas síncronas ligadas diretamente à rede, aproveitando a energia cinética disponível pela rotação das pás da turbina e do gerador para responder aos desvios de frequência. Com este controlo adequado e tendo em conta os regulamentos da rede, é possível que os parques eólicos atuem como centrais convencionais.

Deste modo, foi realizado um estudo da estabilidade de frequência em caso de perturbação na rede, numa rede de teste implementada em MATLAB/Simulink. Ao gerador de indução duplamente alimentado foi acrescentado o modelo inercial desenvolvido com o objetivo de perceber o comportamento da rede. Foram feitas simulações comparando o caso em que o gerador DFIG não tem capacidade de controlo inercial com o que tem. No caso em que o Gerado DFIG não tem capacidade de controlo inercial, a variação de frequência é estabilizada principalmente através do controlo do grupo de geradores das centrais térmica, no caso em que o gerador DFIG tem capacidade de controlo inercial, o DFIG ajuda na estabilização da frequência nos primeiros instantes através da diminuição da taxa de variação de frequência, e a variação de frequência será estabilizada com ajuda da central térmica que atua no controlo primário e secundário de frequência até esta ter o valor pré-definido da rede.

Concluiu-se assim que o controlo inercial apresenta a vantagem de atenuar a descida da taxa de variação de frequência nos momentos posteriores à ocorrência de uma perturbação, através de um aumento rápido na injeção de potência ativa num curto espaço de tempo.

Com o trabalho realizado no âmbito desta dissertação ficou demonstrado que a introdução de modelos de regulação de frequência na rede, neste caso modelo de controlo inercial, ajuda na estabilidade de frequência. Também podemos concluir que com a junção do controlo de inércia, o controlo primário de frequência e controlo secundário de frequência, o gerador eólico torna-se mais eficiente na regulação de frequência, podendo assim participar de forma semelhante às centrais convencionais no controlo do sistema elétrico.

## 6.2 Trabalho Futuro

O trabalho desenvolvido nesta dissertação permitiu comprovar que o controlo inercial contribui para a regulação de frequência na rede, em caso de uma perturbação, uma vez que consegue contribuir, principalmente, para a diminuição da taxa de frequência. No entanto existem alguns pontos que podem ser alvo de uma nova abordagem tendo em vista o seu melhoramento, tais como:

- Uma vez que não foi possível avaliar o comportamento total do parque eólico seria interessante fazer essa avaliação.
- Adicionalmente, seria interessante implementar, para além do controlo inercial, um controlo primário nos geradores eólicos e fazer análise do mesmo.
- E por último, poder estudar a possibilidade de introduzir controlo inercial, controlo primário e controlo secundário de frequência nos geradores eólicos a fim de analisar a sua eficácia.

# Referências

- [1] GWEC. Global Wind Statistics 2016. página 4, 2017. doi:10.2.2017.
- [2] Giorgio Corbetta & Thomas Miloradovic. Wind in power. *EWEA Eropean statistics*, (February):1–12, 2014.
- [3] APREN. BOLETIM ENERGIAS RENOVÁVEIS - APREN: Associação Portuguesa de energias renováveis. página 6, 2016.
- [4] Ajs Carvalho. Modelo matemático de um sistema de geração eólico baseado na máquina síncrona de velocidade variável. *Xviii*, 2010.
- [5] Hyong Sik Kim e D.D.-C. Lu. Review On Wind Turbine Generators And Power Electronic Converters With The Grid Connection Issues. páginas 1–6, 2010.
- [6] Ernanda De. O aproveitamento da energia eólica pelo Homem dos princípios básicos de funcionamento dos moinhos de de energia elétrica . A primeira turbina eólica , colocada em movimento de rotação de modo a acompanhar o vento velocidade de rotação limitava a potência. páginas 22–36, 1980.
- [7] Frede Blaabjerg, Ke Ma, e Yongheng Yang. Power Electronics for Renewable Energy Systems – Status and Trends. *Integrated Power Systems (CIPS), 2014 8th International Conference on*, (May), 2014.
- [8] DA INOVAÇÃO E DO DESENVOLVIMENTO MINISTÉRIO DA ECONOMIA. Portaria n.º 596/2010 de. *Diário da República*, 147, 2010.
- [9] BOE núm. 254 Martes 24 octubre 2006 37017. páginas 37017–37019, 2006.
- [10] National Grid, Electricity Transmission, Electricity Act, Great Britain, e Patents Act. The grid code. (4), 2009.
- [11] Prepared Date Name. power plants with a power output above 11 kW. páginas 1–97, 2015.
- [12] D E Agricultura e Medio Ambiente. I. Disposiciones Generales. páginas 8866–8877, 2005.
- [13] Regulamento Ue e D A Comissão. REGULAMENTO (UE) 2016/ 631 DA COMISSÃO - de 14 de abril de 2016 - que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede. (2), 2016.
- [14] Francisco D?az-Gonz?lez, Melanie Hau, Andreas Sumper, e Oriol Gomis-Bellmunt. Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34:551–564, jun 2014. doi:10.1016/j.rser.2014.03.040.

- [15] RG de Almeida. Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente. 2006.
- [16] Y Sun, Z Zhang, G Li, e J Lin. Review on frequency control of power systems with wind power penetration. *Power System Technology* ( ... , páginas 1–8, 2010.
- [17] Yuan-Kang Wu, Wen-Hwa Shu, Ting-Yen Hsieh, e Tung-Ching Lee. Review of Inertial Control Methods for DFIG-Based Wind Turbines. *International Journal of Electrical Energy*, 3(3):174–178, 2015. URL: <http://www.ijoe.org/index.php?m=content{%&}c=index{%&}a=show{%&}catid=48{%&}id=173>, doi:10.18178/ijoe.3.3.174-178.
- [18] Zhiheng Zhang, Yi Wang, Heming Li, e Xiaoqing Su. Comparison of inertia control methods for DFIG-based wind turbines. *2013 IEEE ECCE Asia Downunder - 5th IEEE Annual International Energy Conversion Congress and Exhibition, IEEE ECCE Asia 2013*, páginas 960–964, 2013. doi:10.1109/ECCE-Asia.2013.6579222.
- [19] MATLAB/simulink. The Wind Turbine and the Doubly-Fed Induction Generator System.
- [20] Bernardo Silva. Multi-Terminal HVDC Grids: Control Strategies for Ancillary Services Provision in Interconnected Transmission Systems With Offshore Wind Farms. *Ph.D Thesis (Porto)*, (December), 2013.
- [21] Rui Castro. *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. 2012.
- [22] ENERCON. wind turbine. URL: <http://www.enercon.de/en/products/ep-8/e-126/>.
- [23] Mathew Sathyajith. *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. 2006. doi:10.1007/3-540-30906-3.
- [24] Ching-Yin Lee, Li-Chieh Chen, Shao-Hong Tsai, Wen-Tsan Liu, e Yuan-Kang Wu. The Impact of SCIG Wind Farm Connecting into a Distribution System. páginas 1–7. IEEE, mar 2009. doi:10.1109/APPEEC.2009.4918884.
- [25] Md Maruf Hossain e Mohd Hasan Ali. Future research directions for the wind turbine generator system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49:481–489, 2015. doi:10.1016/j.rser.2015.04.126.
- [26] Identificações de soluções de controlo para ligações HVDC João Pedro do Rego Sampaio. 2015.
- [27] Pedro Filipe e Aires Eugénio. Integração de Parques Eólicos Offshore nas Estratégias de Reposição de Serviço de Redes Continentais. 2014.
- [28] Entso-E. ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. (June):81, 2012. arXiv:arXiv:1011.1669v3, doi:10.1017/CBO9781107415324.004.
- [29] Entso-E. ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. (June):81, 2012. arXiv:arXiv:1011.1669v3, doi:10.1017/CBO9781107415324.004.

- [30] E.M.G. Rodrigues, A.W. Bizuayehu, e Joao P.S. Catalao. Analysis of requirements in insular grid codes for large-scale integration of renewable generation. *T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES*, páginas 1–5, 2014. doi:10.1109/TDC.2014.6863237.
- [31] Kaj Christensen. Technical Regulation for Thermal Power Station Units of 1 . 5 MW and higher. *Energi.net*, (October):1–85, 2008.
- [32] Kaj Christensen. Technical Regulation for Thermal Power Station Units of 1 . 5 MW and higher. *Energi.net*, (October):1–85, 2008.
- [33] Xue Yingcheng e Tai Nengling. Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine. *Renewable Energy*, 36(6):1671 – 1677, 2011. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148110005112>, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.009>.
- [34] Bruno Miguel e Martins Antunes. A produção distribuída não despachável como recurso da rede de distribuição – Enquadramento regulamentar. 2017.
- [35] Separata D E L Borrador D E P O. Requisitos técnicos de las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador “ Instalaciones conectadas a la Red de Transporte y equipo generador: requisitos minimos de diseño. Separat. *Red Eléctrica Española, REE*, páginas 1–15, 2008.
- [36] A. Teninge, C. Jecu, D. Roye, S. Bacha, J. Duval, e R. Belhomme. Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage. *IET Renewable Power Generation*, 3(3):358, 2009. URL: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2008.0078>, doi:10.1049/iet-rpg.2008.0078.
- [37] Canada Conference, Hilton Montr, e Bonaventure Montr. Supplementary Grid Functions in DFIG Wind Turbines to Meet Québec ’ s Frequency Requirements 1- REpower Systems Inc ., Canada 2- REpower Systems SE , Germany. 2012.
- [38] James F. Conroy e Rick Watson. Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2):649–656, 2008. doi:10.1109/TPWRS.2008.920197.
- [39] Dooyeon Kim, Jinho Kim, Jinshik Lee, Yeon-hee Kim, e Yeong-han Ghun. Virtual Inertial Control of a Wind Power Plant using the Frequency Deviation and the Maximum Rate of Change of Frequency. 4(2):179–183, 2014. doi:10.5370/JEET.2015.10.2.496.
- [40] M. El Mokadem, V. Courtecuisse, C. Saudemont, B. Robyns, e J. Deuse. Experimental study of variable speed wind generator contribution to primary frequency control. *Renewable Energy*, 34(3):833–844, 2009. doi:10.1016/j.renene.2008.04.033.
- [41] Xiaorong Zhu, Yi Wang, Lie Xu, Xiangyu Zhang, e Heming Li. Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines for dynamic grid frequency support. *Renewable Power Generation (RPG 2011), IET Conference on*, páginas 1–6, 2011. doi:10.1049/cp.2011.0189.
- [42] Ghulam Sarwar Kaloi, Jie Wang, e Mazhar Hussain Baloch. Active and reactive power control of the doubly fed induction generator based on wind energy conversion system. *Energy Reports*, 2:194–200, 2016. doi:10.1016/j.egy.2016.08.001.

- [43] Sudipta Ghosh, Sukumar Kamalasadan, Nilanjan Senroy, e Johan Enslin. Doubly fed induction generator (DFIG)-based wind farm control framework for primary frequency and inertial response application. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3):1861–1871, 2016. doi:10.1109/TPWRS.2015.2438861.
- [44] Min Hwang, Student Member, Eduard Muljadi, Jung-wook Park, Poul Sørensen, Senior Member, Yong Cheol Kang, e Senior Member. Dynamic Droop – Based Inertial Control of a Doubly-Fed Induction Generator. *Ieee Transactions on Sustainable Energy*, PP(99):1–10, 2015.